



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

IKO LAAKSONEN  
AURINKOSÄHKÖN KAUPALLISTAMINEN RAKENNUSYHTIÖSSÄ

Diplomityö

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 1. maaliskuuta 2017

## TIIVISTELMÄ

**Iko Laaksonen:** Aurinkosähkön kaupallistaminen rakennusyhtiössä

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 59 sivua, 2 liitesivua

Toukokuu 2017

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Uusiutuvat sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen

**Avainsanat:** Aurinkovoima, aurinkosähkö, aurinkosähköjärjestelmä, energiantuotanto

Aurinkovoima on uusiutuvaa energiaa, jota saadaan Auringon säteilystä. Sähköenergiaksi se saadaan muutettua aurinkokennoilla, joiden toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön. Aurinkovoiman etuja ovat rajattomat resurssit kaikkialla maailmassa, skaalautuvuus, päästöttömyys, vähäinen huoltotarve, äänetön käynti ja pitkä noin 30 vuoden käyttöikä. Suomessa aurinkosähkö on vielä vähän käytetty energiantuotantomuoto, mutta tulevaisuudessa sen käytön ennustetaan kasvavan merkittävästi.

Työn tavoitteena oli esittää miten aurinkosähkö voitaisiin kaupallistaa rakennusyhtiössä. Tarkoituksena oli selvittää ja kuvata kuinka rakennusyhtiö voisi toteuttaa näitä hankkeita itsenäisesti ja kannattavasti. Lisäksi pohdittiin, kuinka rakennusyhtiö voisi markkinoida aurinkosähköjärjestelmiä asiakkailleen.

Työssä tehtiin ensin kirjallisuusselvitys, jossa selvitettiin aurinkosähköjärjestelmien vaatimukset ja edellytykset Suomessa sekä niiden toteutustavat. Selvityksen perusteella aurinkosähköllä on Suomessa hyvät edellytykset, sillä Auringon säteilyä on riittävästi ja suomalaisten asenteet aurinkosähköä kohtaan ovat erityisen suotuisat. Alhainen sähkön hinta ja osittain siitä johtuva aurinkosähköinvestoinnin pitkä takaisinmaksuaika kuitenkin vielä hidastavat aurinkosähkömarkkinoiden kasvua Suomessa. Kannattavin toteutustapa on rakennuksen aurinkosähköjärjestelmä, jonka tuotanto pystytään kuluttamaan kokonaan itse joka hetkellä. Suurin hyöty aurinkosähköstä saadaan kun se korvaa verkosta ostettavaa sähköä.

Aurinkosähkön kaupallistamista ja rakentamista rakennusyhtiössä tutkittiin markkina-analyysin ja kahden esimerkitapauksen perusteella. Ensimmäisessä esimerkissä suunniteltiin 100 kW aurinkosähköjärjestelmä uudisrakennuksen katolle. Kannattavuusanalyysin perusteella investointi oli kannattava, mutta takaisinmaksuaika oli pitkä, noin 16 vuotta. Toisessa esimerkissä suunniteltiin maahan asennettava ja keskijänniteverkkoon kytkettävä 900 kW aurinkopuisto. Järjestelmä saa tällöin tuotannostaan pörssisähkön hinnan ja laskelmien perusteella se ei tee verkkoon syöttävästä aurinkopuistosta kannattavaa energiantuotantomuotoa vielä lähitulevaisuudessaakaan.

Työn tuloksena esitettiin 100 kW ja 900 kW aurinkosähköjärjestelmien suunnitelmat ja laskelmat. Aurinkosähkön kaupallistamisen kannalta sen markkinoinnissa tulisi taloudellisen kannattavuuden lisäksi keskittyä positiivisen imagon luomiseen, sähkön hinnan turvaamiseen, energiatehokkuuden ja omavaraisuuden parantamiseen, hiilijalanjäljen pienentämiseen ja rakennuksen markkina-arvon kasvattamiseen investoimalla aurinkosähköön.

## ABSTRACT

**Iko Laaksonen:** Commercialization of photovoltaics at construction company  
Tampere University of Technology  
Master of Science Thesis, 59 pages, 2 Appendix pages  
May 2017  
Master's Degree Programme in Electrical Engineering  
Major: Renewable Electrical Energy Technologies  
Examiner: Lecturer Risto Mikkonen

**Keywords:** Solar power, photovoltaics, solar power system, energy production

Solar power is renewable energy which can be absorbed from sunlight. It can be converted to electricity with solar cells that exhibit the photovoltaic effect. Benefits of solar power are globally unlimited resources, scalability, no emissions, minor maintenance, silent operation and long approximately 30 years lifecycle. Photovoltaics is little used in energy production in Finland, however the use photovoltaics is predicted to grow substantially.

The goal of this thesis is to present how photovoltaics could be commercialized at construction company. It is intended to study and describe how construction company could execute photovoltaic projects independently and cost-effectively. It was also considered how construction company could market photovoltaic systems to its clients.

At first literature survey was performed which studied the requirements and preconditions of photovoltaics in Finland as well as implementation of the system. According to the survey the preconditions of photovoltaics are desirable, the intensity of sun radiation is sufficient and the attitudes of Finns against photovoltaics are particularly advisable. Although low electricity prices and long payback time of the system keep photovoltaics from emerging in Finland. Most profitable implementation is building integrated photovoltaic system which produced energy can be consumed entirely at all times. Major benefit of photovoltaics comes when it replaces the electricity bought from the power grid.

Commercialization and building of photovoltaics in construction company were studied in market analysis and two case studies. In first case 100 kW photovoltaic system was planned to the roof of the new building. According to the profitability analysis the investment was profitable, although with long payback time of almost 16 years. In second case a ground mounted and medium voltage grid connected 900 kW solar farm was planned. In this case photovoltaic system receives the spot price of electricity from its production and according to calculations medium voltage grid connected solar farm isn't profitable, not even in the near future.

As a result of this thesis the plans and calculations of 100 kW and 900 kW photovoltaic systems were carried. In the aspect of commercialization of photovoltaics, in addition of financial profitability, marketing should concentrate on creating positive image, securing electricity price, improving energy efficiency and self-sufficiency, reducing carbon footprint and raising buildings market value through investment in photovoltaics.

## ALKUSANAT

Haluan kiittää työni ohjaajaa ja tarkastajaa. Työn ohjaaja ja esimieheni Tuomas Mäkilä otti minut aikoinaan ennakkoluulottomasti töihin NCC:lle kesken opiskeluideni ja pääsin tekemään mielenkiintoisia työtehtäviä tuulivoiman parissa. Työ NCC:llä on ollut sopivan haastavaa, jatkuvaa oppimista ja itsenäiselle työskentelylle on annettu tilaa. Työn tarkastaja Risto Mikkonen taas on opettanut minulle suurimman osan sähkötekniikan ja uusiutuvan energian perusteista TTY:llä. Niin tämä diplomityö kuin kandidaattintyökin valmistuivat Riston opastuksella lähestulkoon vaivattomasti.

Erityisesti haluan kiittää vanhempiani Hannele ja Riku Laaksosta. He ovat tukeneet minua koko koulutaipaleeni ajan, olleet kiinnostuneita opiskeluistani ja kannustaneet panostamaan koulutukseen. Kiitos.

Tampereella, 12.5.2017

Iko Laaksonen



# SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
2.	AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA .....	3
2.1	Sähkön tuotanto.....	4
2.2	Kannattavuus.....	5
2.3	Lainsäädäntö ja standardit.....	9
2.4	Tuet.....	11
3.	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT .....	13
3.1	Aurinkopaneelit.....	16
3.2	Invertteri .....	19
3.3	Muut laitteet ja materiaalit .....	21
4.	TOTEUTUS .....	22
4.1	Järjestelmän mitoitus.....	22
4.1.1	Sähkön tarve.....	23
4.1.2	Pinta-ala .....	24
4.1.3	Muut vaatimukset.....	24
4.2	Asennus .....	26
4.2.1	Katto- ja seinäasennus.....	26
4.2.2	Maa-asennus.....	28
4.3	Verkkoon kytkentä .....	29
4.4	Käyttöönotto.....	32
4.5	Kunnossapito.....	35
5.	AURINKOSÄHKÖN KAUPALLISTAMINEN .....	36
5.1	Markkina-analyysi.....	37
5.2	Case 1: Uudisrakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmä .....	39
5.2.1	Toimitussisältö.....	40
5.2.2	Kannattavuus.....	40
5.2.3	Suunnitelmat .....	43
5.2.4	Toteutus.....	47
5.3	Case 2: 900 kW aurinkopuisto .....	49
5.3.1	Toimitussisältö.....	49
5.3.2	Kannattavuus.....	50
5.3.3	Suunnitelmat .....	51
5.3.4	Toteutus.....	55
6.	YHTEENVETO .....	58
	LÄHTEET.....	60

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

NCC	Nordic Construction Company, yritys, johon tämä työ tehtiin
LCOE	(Levelized cost of energy) Energian tuotantohinta, jolla voidaan vertailla keskenään eri tuotantomuotoja
W	Watti, tehon yksikkö
Wp	(Watt-peak) Huipputeho
Wh	Wattitunti, energian yksikkö
STC	(Standard Test Condition) Standardoidut testiolosuhteet (kennon lämpötila 25 °C, 1 kW/m <sup>2</sup> AM1.5 auringon säteily)
AM1.5	(Air mass) Ilmamassa, joka vastaa 1,5 kertaa ilmakehän paksuutta
PVGIS	(Photovoltaic Geographical Information System) Auringon säteilyn ja aurinkosähköjärjestelmien suorituskyvyn arvioinnin tietokanta
VJV	Siirtoverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n asettamat voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset

.

# 1. JOHDANTO

Aurinkovoima on uusiutuvaa energiaa, jota saadaan auringon säteilystä. Sähköä sitä voidaan hyödyntää aurinkokennojen avulla, jotka perustuvat valosähköiseen ilmiöön. Lämpönä sitä voidaan hyödyntää aurinkokeräimien avulla, joilla säteilyenergia sidotaan lämpöenergiaksi lämmitysjärjestelmässä kiertävään väliaineeseen. Viime vuosina aurinkosähkön kehitys on ollut merkittävää ja sen hyödyntäminen energiatuotannossa alkaa olla kannattavaa verrattuna muihin energialähteisiin myös Suomen olosuhteissa.

NCC Suomi Oy:n (Nordic Construction Company) Infrastructure-yksiköllä on paljon kokemusta uusiutuvan energian rakentamisesta, jota on kertynyt yhdeksästä eri tuulipuistohankkeesta. Muissa yksiköissä rakennetaan muun muassa asuin- ja toimitiloja. Monialaista osaamista ja asiakassuhteita on tarkoitus hyödyntää nyt myös aurinkosähkön rakentamisessa erilaisissa hankkeissa. NCC:n strategian lähtökohtina ovat toimialansa uudistaminen ja ylivertaisten kestävän kehityksen mukaisten ratkaisujen tarjoaminen. Aurinkosähkö soveltuu tähän strategiaan erinomaisesti, sillä se on päästötöntä energiantuotantoa ja Auringon säteily on käytännössä rajaton resurssi.

Työn tavoitteena on esittää, miten aurinkosähkö voitaisiin kaupallistaa rakennusyhtiössä. Tarkoituksena on selvittää ja kuvata, kuinka rakennusyhtiö voisi toteuttaa näitä hankkeita itsenäisesti ja kannattavasti. Työn tuloksena esitetään esimerkkitapausten perusteella tehdyt alustavat suunnitelmat aurinkosähköjärjestelmistä, joita NCC voisi tulevaisuudessa toimittaa asiakkailleen erilaisissa hankkeissa ja mahdollisesti päästä mukaan nopeasti kasvavalle markkina-alueelle. Lisäksi pohditaan, kuinka rakennusyhtiö voisi markkinoida näitä järjestelmiä asiakkailleen.

Työssä keskitytään enintään 10 MW aurinkosähköjärjestelmien toteutukseen ja NCC:n mahdollisiin toimituskokonaisuuksiin. Yli 10 MW järjestelmiä ei Suomessa ole vielä suunnitteilla ja niiden toteutuksessa on enemmän vaatimuksia, joiden tarkasteltua tässä työssä ei nähdä tarpeelliseksi. Työssä ei keskitytä aurinkolämpöön. Aurinkosähkön teoria ja aurinkosähköjärjestelmien tekniikka käydään läpi hyvin pintapuolisesti, sillä tähän työhön liittyen niiden yksityiskohtaisempaa tietämystä ei nähdä tarpeelliseksi.

Työssä tehtiin kirjallisuustutkimus, jonka tavoitteena oli selvittää aurinkosähköjärjestelmien edellytykset ja vaatimukset Suomessa sekä niiden toteutustavat. Luvussa 2 selvennettiin aurinkosähkön tilaa Suomessa, miten tehokasta energiantuotanto on, mitä lakeja ja standardeja aurinkosähköön liittyy sekä mitä taloudellisia tukia sen rakentamiseen voidaan saada. Luvussa 3 kerrottiin lyhyesti aurinkosähköjärjestelmistä, mitä komponentteja ja laitteita ne sisältävät. Luvussa 4 tutkittiin aurinkosähköjärjestelmien toteu-

tuksesta, miten niitä mitoitetaan, asennetaan eri alustoille ja kuinka niiden verkkoon kytkeminen ja käyttöönotto tehdään.

Luvussa 5 tutkittiin aurinkosähkön kaupallistamista rakennusyhtiössä markkina-analyysin ja kuvitteellisten esimerkkitapausten avulla. Markkina-analyysissä tarkasteltiin rakennusyhtiön edellytyksiä aurinkosähkömarkkinoilla SWOT-analyysin perusteella sekä arvioitiin markkinoiden kokoa ja kasvua lähitulevaisuudessa. Ensimmäisessä esimerkkitapauksessa rakennettiin 100 kW järjestelmä uudisrakennuksen katolle ja toisessa 900 kW maahan asennettava aurinkopuisto. Esimerkkitalouksista selvitettiin niiden toimitussisältö ja kannattavuus sekä tehtiin tarvittavat suunnitelmat. Luku 6 on yhteenveto, jossa tiivistin työn tulokset ja pohdin aurinkosähkön soveltuvuutta rakennusyhtiön liiketoimintaan ja strategiaan.

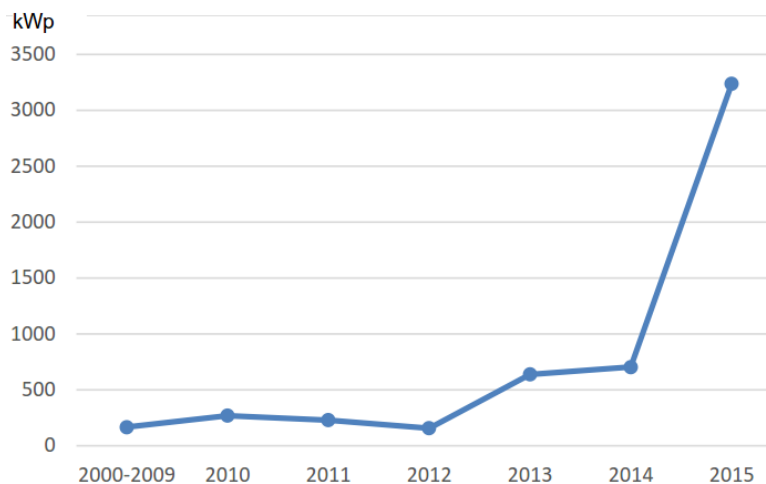


## 2. AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA

Aurinko on maapallon tärkein energialähde. Auringon tunnissa maapallolle säteilemä energia vastaa koko maapallon vuoden energiankulutusta [1]. Aurinkovoiman etuja ovat käytännössä rajattomat resurssit kaikkialla maailmassa, skaalautuvuus pienistä järjestelmistä isoihin MW-luokan voimaloihin, päästöttömyys, vähäinen huoltotarve, äänetön käynti ja pitkä, noin 30 vuoden, tekninen käyttöikä [2]. Haasteena on tuotetun sähkön hinta, eli toisin sanoen aurinkosähköjärjestelmien investointikustannukset ja sen hyötysuhde. Viime vuosina aurinkosähköllä tuotetun sähkön hinta on laskenut merkittävästi, esimerkiksi Saksassa 2005–2015 noin 70 %, ja laskun odotetaan jatkuvan [3].

Aurinkosähkö on Suomessa vähän käytetty energiantuotantomuoto. Vuoden 2015 lopussa aurinkosähkön tuotantokapasiteetti oli 11 MW [4], joka oli noin 0,1 % Suomen 11600 MW tuotantokapasiteetista [5]. Vertailun vuoksi vuoden 2015 tuotantokapasiteetit muista Pohjoismaista olivat: Tanska 791 MW, Ruotsi 85 MW ja Norja 14 MW [4].

Kuvassa 1 on esitetty isojen aurinkosähköjärjestelmien (> 15 kWp) vuotuiset asennukset Suomessa.

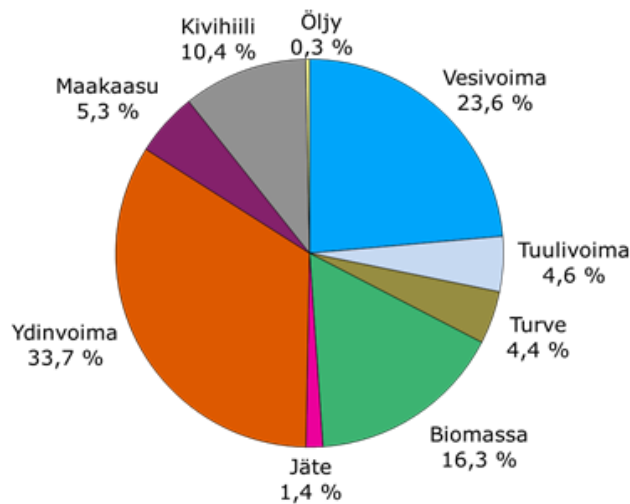


**Kuva 1.** Isojen aurinkosähköjärjestelmien vuotuiset asennukset Suomessa [6]

Vuotuisten asennusten määrän kehityksen nähdään olleen viime vuosina merkittävää. Suomen markkinat ovat kuitenkin vielä pienet ja vuoden 2016 liikevaihto jäänee alle 15 miljoonan euron. [6]

## 2.1 Sähkön tuotanto

Suomessa tuotettiin sähköä 66,2 TWh vuonna 2015, josta 10 GWh (0,015 %) oli aurinkosähköä. Esimerkiksi tuulivoimaa tuotettiin 2327 GWh, eli moninkertaisesti enemmän [7]. Kuvassa 2 on esitetty Suomen sähkön tuotanto vuonna 2016 energialähteittäin. Sähköä tuotettiin tuolloin 66,1 TWh. Lisäksi sähköä tuotiin ulkomailta 19 TWh, jolloin sähkön kokonaishankinta oli 85,1 TWh.



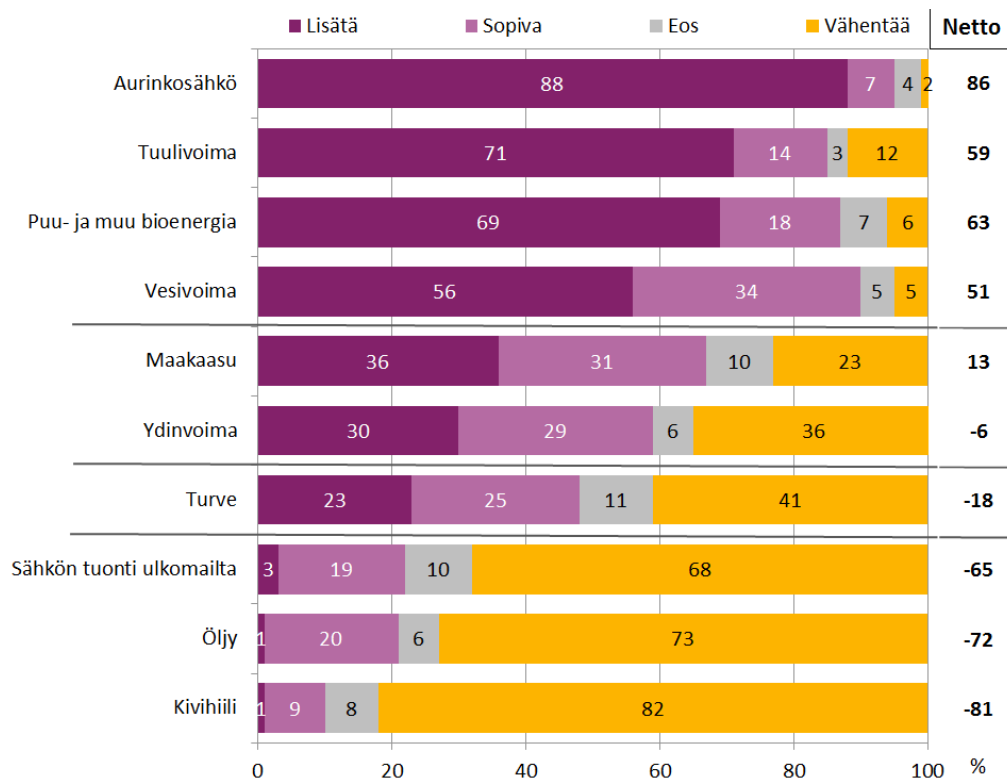
**Kuva 2.** Sähkön tuotanto Suomessa energialähteittäin 2016 [8]

Suomen uusiutuvan energian tuotannon nähdään kattavan noin 45 % energian tuotannosta (vesivoima, tuulivoima, biomassa, jäte). Uusiutuvasta energiasta 56 % tuotettiin vesivoimalla, 18 % metsäteollisuuden jäteliemillä, 16 % muilla puupolttoaineilla, 8 % tuulivoimalla ja 2 % muilla uusiutuvilla, johon myös aurinkosähkö sisältyy. Erityisesti tuulivoiman tuotanto on lisääntynyt viime vuosina tukitoimien ansiosta. Aurinkosähkön tuotanto on niin vähäistä, ettei siitä ollut vielä saatavilla tarkempia lukuja vuoden 2016 osalta [8].

Suomen kansallisen energia- ja ilmastostrategian pitkän aikavälin tavoitteena on hiilineutraali yhteiskunta, jossa tuuli- ja aurinkovoimalla on merkittävä osuus. Vuoteen 2030 kohdennettu strategia ennustaa aurinkosähkön moninkertaistuvan, mutta vuosituotannon jäävän alle 1 TWh:n [9]. Energia- ja ilmastotiekartan mukaan tuulivoima ja aurinkosähkö voisivat kattaa jopa 44 % sähkönkulutuksesta vuonna 2050. Aurinkosähkön osuus olisi tällöin noin 20 % (18 TWh) sähkönkulutuksesta, mikä vaatisi voimakasta teknologista murrosta [10]. Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa tehdyn tutkimuksen perusteella Suomen aurinkosähkön asennettu kapasiteetti voi kasvaa 30 GW tasolle (noin 25,5 TWh) vuoteen 2050 mennessä ja aurinkosähkön olevan tällöin halvin sähköntuotantomuoto LCOE-indeksin perusteella [11]. LCOE-indeksillä tarkoitetaan tuotantomuodolle laskettua energian tuotantohintaa, jolla voidaan vertailla keskenään eri tuotantomuotoja. LCOE-hintalaskelmia tehdään luvussa 5. Pöyryn tekemän selvityksen mukaan aurinkosähköä voitaisiin Suomessa tuottaa kattopinta-aloilla 15 TWh vuonna

2030, maa-asennuksina tuotantomahdollisuudet olisivat käytännössä rajattomat [12]. Voidaan siis todeta aurinkosähköllä olevan Suomen nykytilanteessa paljon potentiaalis- ta kasvuvaraa.

Energiateollisuus ry on tutkinut suomalaisten suhtautumista energiapoliittisiin kysy- myksiin yli kolmenkymmenen vuoden ajan. Viime vuonna tehdyn tutkimuksen perus- teella suomalaiset haluavat poliittisten päätösten tavoitteena olevan päästövähennykset, ilmastonmuutoksen hillitseminen ja uusiutuvan energian lisääminen. Kuvassa 3 on esi- tetty suomalaisten mielipide sähköntuotannon kehittämisestä. Nettoluku on laskettu vähentämällä ”vähentää” -osuus ”lisätä” -osuudesta. [13]



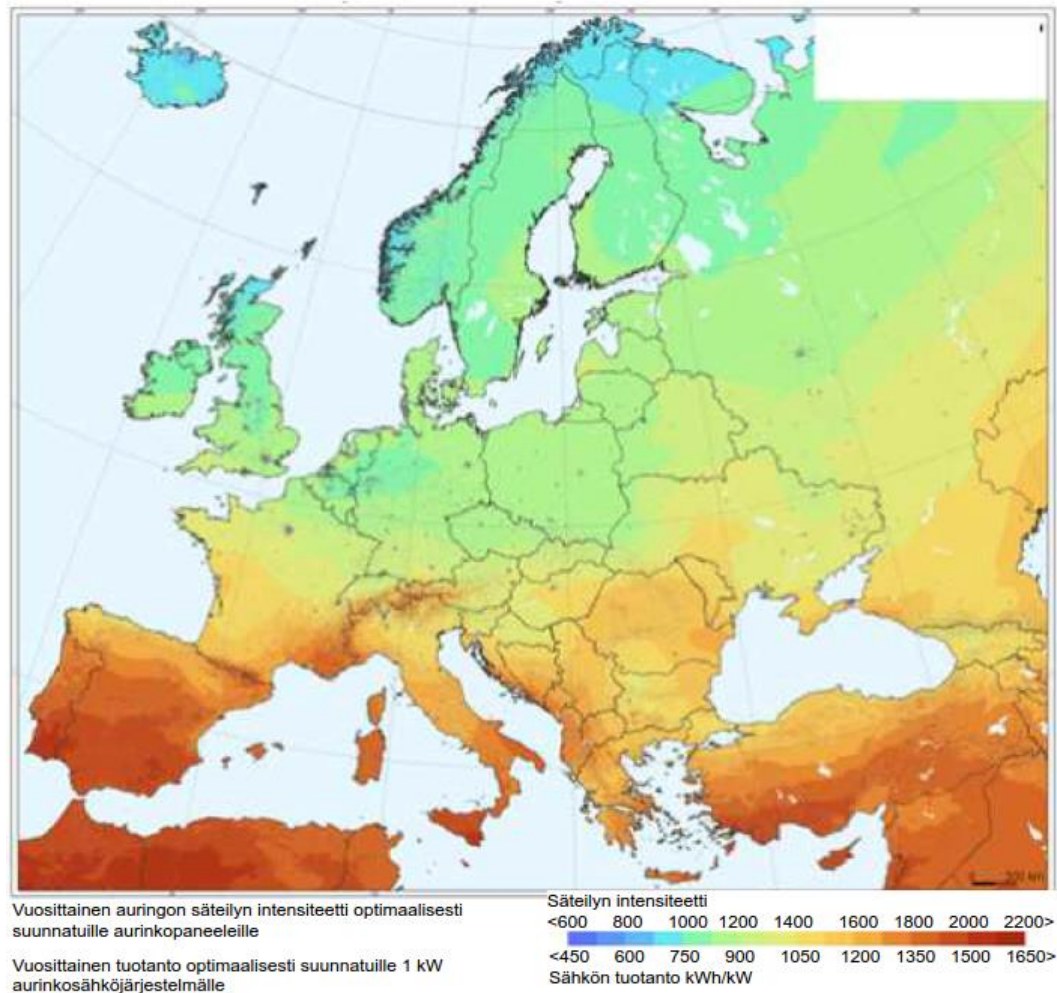
**Kuva 3.** Suomalaisten mielipide sähköntuotannon kehittämisestä vuonna 2016 [13]

Selkeä enemmistö (88 %) suomalaisista kannattaa aurinkosähkön lisäämistä. Asenteet aurinkosähköä kohtaan ovat myös muihin sähkön tuotantomuotoihin verrattuna selvästi positiivisemmat [13].

## 2.2 Kannattavuus

Aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttaa erityisesti auringosta saatava säteily. Muita huomioon otettavia asioita ovat aurinkosähköjärjestelmän hinta, paneelien sijainti ja suuntaus, ostoenergian hinta ja järjestelmän mitoitus [6].

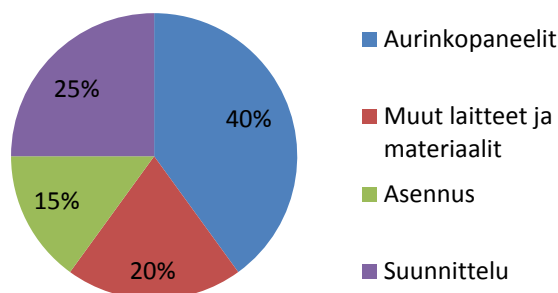
Suomen vuosittainen auringosta saatava säteily on etelässä noin  $1200 \text{ kWh/m}^2$  ja pohjoisessa noin  $1000 \text{ kWh/m}^2$ , kun pinta on kallistettu 45 asteeseen ja suunnattu etelään [14]. Kuvassa 4 on esitetty Euroopan vuosittainen auringon säteily määrä optimaalisesti suunnatuille pinnoille [15, 16].



**Kuva 4.** Euroopan vuosittainen auringon säteily määrä optimaalisesti suunnatulle pinnalle [15, 16]

Kuvasta nähdään Pohjois-Suomen vuosittaisen auringon säteily määrän olevan samalla tasolla kuin Keski-Euroopan maissa. Näistä maista erityisesti Saksa on aurinkosähkön edelläkävijä, jolla oli vuoden 2015 lopussa 39 634 MW asennettua tuotantokapasiteettia (40 % Euroopan kapasiteetista) [4].

Aurinkosähköjärjestelmien hinta koostuu aurinkopaneeleista, muista laitteista ja materiaaleista (kuten invertterit ja sähköjohdot) sekä suunnittelusta ja asennuksesta. Suomessa kokonaishinta on vuonna 2012 ollut  $2,4 \text{ €/Wp}$  keskikokoisilla (10-100 kWp) järjestelmillä [17]. Vuonna 2014 hinta Suomessa oli FinSolarin raportin mukaan  $1,21\text{--}1,8 \text{ €/Wp}$  ja IEA:n raportin mukaan  $1,15\text{--}1,4 \text{ €/Wp}$  [18, 19]. Saksassa keskimääräinen hinta keskikokoisille järjestelmille oli  $1,27 \text{ €/Wp}$  vuonna 2015 ja trendi on ollut laskeva [3]. Kuvassa 5 on esitetty tyypillisen aurinkosähköjärjestelmän kustannusjakauma [19, 20].

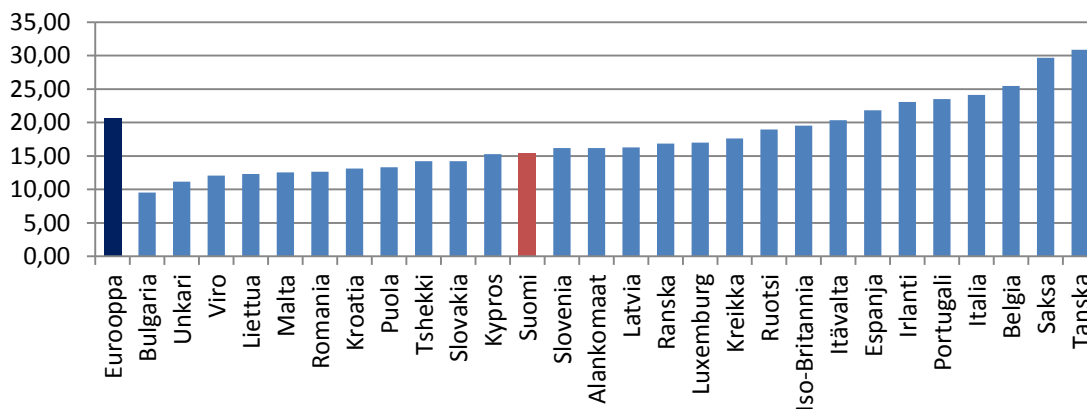


**Kuva 5.** Aurinkosähköjärjestelmän kustannusjakauma [19, 20]

Aurinkosähköjärjestelmän kustannuksista noin 60 % tulee materiaaleista ja noin 40 % työstä.

Paneelien sijainnissa tärkeintä on auringon esteetön säteily ja suuntaus etelään. Suomessa paneelien optimaalinen kallistuskulma on maantieteellisestä sijainnista riippuen 40–50 astetta [15, 16].

Suomen aurinkosähkön kannattavuuden kannalta merkittävin tekijä on ostosähkön hinta. Kuvassa 6 on esitetty Euroopan kuluttajien sähkön hintoja (snt/kWh) vuoden 2016 ensimmäiseltä puolikkaalta [21]. Kuvassa ”Eurooppa” on koko Euroopan keskiarvo.



**Kuva 6.** Euroopan sähkön kuluttajahintoja (snt/kWh) 2016 [21]

Suomen sähkön hinta on matalalla Euroopan keskiarvoon verrattuna. Matala sähkön hinta vähentää aurinkosähkön myynnistä saatavia tuloja, mikä vähentää aurinkosähkön kannattavuutta.

Tällä hetkellä aurinkosähkö on Suomessa kannattavaa kun se korvaa ostosähköä [6, 9]. Tällöin järjestelmä tulee mitoittaa siten, että aurinkosähköllä tuotettu sähkö kulutetaan kokonaan itse. Tulevaisuudessa aurinkosähkön ennustetaan olevan kilpailukykyinen energiantuotantomuoto myös markkinaehtoisesti [22]. Kuvassa 7 on havainnollistettu

aurinkosähköstä saatavaa hyötyä kun tuotettu sähkö kulutetaan itse tai sitä myydään verkkoon [23].



**Kuva 7.** Sähkön osto- ja myyntihinnan rakenne [23]

Välttämällä verkosta ostettavaa sähköä saadaan sähkön siirron ja verojen verran hyötyä. Hyöty sähkön myynnistä verkkoon taas on pienempi, eikä aurinkosähkön myynti verkkoon ole Suomessa vielä kannattavaa. Aurinkosähkön kustannusten lasku voi kuitenkin olla nopeaa ja tulevaisuudessa sähkö hinta nousee, jolloin myös verkkoon syötetystä aurinkosähköstä voi tulla kannattavaa [12].

Taulukossa 1 on esitetty FinSolarin tekemä tarkastelu kahden vuonna 2014 rakennetun aurinkosähkövoimalan kannattavuudesta. Arviodussa vuosituoannossa on otettu huomioon tuotannon vähenemä, joka johtuu paneelien vanhenemisesta. Sähkön hintana on käytetty yritysten ostosähköä [6].

**Taulukko 1.** Aurinkosähkövoimaloiden teknillisiä ja taloudellisia tietoja [6]

	Vuores-talo, Tampere	Koy Aurinkopaja, Pori
Teho (kWp)	45	49,5
Hankintakustannus €	68500	80000
Hankintakustannus €/kWp	1522	1616
Arvioitu vuosituoanto, vähenemä 0,5%/v (kWh/kWp)	833	900
Järjestelmän elinikä (vuotta)	30	30
Tuet	TEM 30 % energiatuki	TEM 30 % energiatuki
Investoinnin sisäinen korkokanta 25 vuoden laskenta-ajalla	6 %	6,2 %
Investoinnin nettohyötyarvo 25 vuoden laskenta-ajalla	24790 € 2 % laskentakorolla	41970 € 1 % laskentakorolla
Takaisinmaksuaika (vuotta)	15	13
Aurinkosähkön tuotantohinta 30 vuoden ajalle (snt/kWh)	5,1	5
Ostosähkön arvioitu keskihinta 30 vuoden aikana (snt/kWh)	12	12

Aurinkovoimaloiden tiedoista nähdään, että aurinkosähkö on kannattava investointi, mutta pitkällä takaisinmaksuajalla. Vaasan yliopiston tutkimuksen perusteella aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajan pitäisi olla alle 10 vuotta, jotta kuluttajat kiin-

nostuisivat aurinkosähköstä energiantuotantomuotona ja sijoituksena [24]. Takaisinmaksuaika on kuitenkin huono tunnusluku aurinkosähköä vertailtaessa, sillä järjestelmä on pitkäikäinen, varma toiminen eikä investoinnin jäännösarvoa oteta huomioon. Investointien kannattavuutta olisi parempi arvioida investointien sisäisellä korkokannalla, energian omakustannushinnalla ja nettonykyarvolla [6]. Luvun 5 esimerkitapauksissa kannattavuutta arvioidaan LCOE-tuotantohinnan perusteella takaisinmaksuajan ja nettonykyarvon kannalta.

Taloudellisen kannattavuuden lisäksi asiakkailta on usein myös muita syitä aurinkosähköjärjestelmien hankintaan. Asennetulla järjestelmällä voidaan turvata sähkön hinta, parantaa energiatehokkuutta ja omavaraisuusastetta ja vähentää hiilijalanjälkeä. Usein jopa taloudellista kannattavuutta tärkeämpänä pidetään positiivisen imagon luomista, sillä aurinkosähköjärjestelmä on kestävä kehityksen mukainen investointi. [17]

## 2.3 Lainsäädäntö ja standardit

Aurinkosähköön liittyy useita velvoittavia lakeja, asetuksia ja standardeja. Näiden lisäksi on yleisiä sekä verkonhaltijan ohjeistuksia. Suomessa tulevaisuuden tavoitteena on edistää ja helpottaa aurinkovoimaprojektin toteuttamista muun muassa yhtenäistämällä aluesuunnittelua ja keventämällä lupakäytäntöä [9]. Taulukkoon 2 on koottu lista aurinkosähköön erityisesti vaikuttavista laeista, asetuksista ja standardeista.

*Taulukko 2. Aurinkosähköön liittyviä lakeja, asetuksia ja standardeja*

Laki	Keskeinen sisältö
Sähkömarkkinalaki	Verkonhaltijan liittämisvelvollisuus
Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmistusverosta	Sähköveron määräytyminen
Maankäyttö- ja rakennuslaki	Toimenpidelupa
Säköturvallisuuslaki	Säkölaitteiston turvallisuus
Asetus	
Asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta	Mittausvelvollisuus
Asetus rakennuksen energiatodistuksesta	Rakennuksen E-luku
Asetus energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista	Energiatuki
Standardi	
SFS 6000 Pienjännitesähköasennukset	Pienjänniteasennukset, pienjännitteiset generaattorilaitteistot, valosähköiset tehonsyöttöjärjestelmät
SFS 6002 Sähkötyöturvallisuus	Sähkötyöturvallisuus
SFS-EN 50438	Mikrogeneraattoreiden tekniset vaatimukset
SFS-EN 61439-1 Pienjännitekeskukset	Liitäntäkateloiden ja jakokeskuksen vaatimukset
SFS-EN 50160	Sähkön laadun vaatimukset
SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät	Dokumentaatio, käyttöönottotestit ja tarkastukset



Aurinkosähköön vaikuttavia lakeja ovat sähkömarkkinalaki, laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta, maankäyttö- ja rakennuslaki sekä sähköturvallisuuslaki. Sähkömarkkinalain 20 § perusteella verkonhaltijalla on liittämisvelvollisuus, eli sen ”tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan” [25]. Teknisiä vaatimuksia täsmennetään edelleen standardeissa. Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta perusteella nimellistehoaltaan alle 100 kVA tai vuosituotannoltaan alle 800 000 MWh järjestelmän ei tarvitse maksaa tuotannostaan sähköveroa [26]. Tämä mahdollistaa jopa 900 kWp aurinkovoimalan rakentamisen tietyin ehdoin, jolloin tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa veroa. Maankäyttö- ja rakennuslain perusteella kunnat ohjaavat rakentamista asemakaavoilla ja niitä täydentävillä ohjeilla [27]. Aurinkosähköjärjestelmän asentaminen voi vaatia toimenpideluvan, mutta lupakäytännöissä on eroa kuntien välillä. Maankäyttö- ja rakennuslain edellytykset kannattaa tarkistaa kunnan rakennustarkastuksesta [28]. Sähköturvallisuuslain mukaan ”sähkölaitteet ja -laitteistot on suunniteltava, rakennettava, valmistettava ja korjattava niin sekä niitä on huollettava ja käytettävä niin, että niistä ei aiheudu kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa”. Sähkölaitteistoille on lain mukaan tehtävä käyttöönottotarkastus, jossa selvitetään, ettei siitä aiheudu edellisen mukaista vaaraa tai häiriötä. Työ- ja elinkeinoministeriö voi lisäksi määrätä sähkölaitteistolle varmennustarkastuksen ennen käyttöönottoa [29].

Asetukset ovat lakia täsmentäviä ja täydentäviä säädöksiä. Valtioneuvoston asetus sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta määrää sähköverkkoa syöttävien tuotantolaitosten varustamisen mittauslaitteistolla. Nimellistehoaltaan alle 100 kVA olevaa järjestelmää ei tarvitse erillistä mittauslaitteistoa, mikäli käyttöpaikka on varustettu tuntimittauslaitteistolla, joka mittaa sähköverkkoon syötetyn ja otetun sähkön määrän. [30] Ympäristöministeriön asetus rakennuksen energiatodistuksesta täydentää Suomen rakentamismääräyskokoelmaa, jonka mukaan rakennuksen E-luku on laskettava [31]. E-luvulla tarkoitetaan rakennuksen energiamuotojen kertoimilla painotettua vuotuista kokonaisenergiankulutusta nettoalaa kohden. Aurinkosähkö pienentää E-lukua vähentämällä ostoenergian kulutusta. Uudisrakennuksien E-luvuille on määritetty enimmäisarvot, esimerkiksi asuinkerrostalolle 130 kWh/m<sup>2</sup> ja toimistorakennukselle 170 kWh/m<sup>2</sup> [32]. Rakennuksen E-luvun pienentäminen aurinkosähköllä saattaa myös nostaa sen myyntiarvoa, mutta vaikutusta on vaikea arvioida [28]. Valtioneuvoston asetus energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista tarkentaa valtionavustuslakia energiatuen osalta. Sen perusteella tukea voidaan myöntää hankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä, energiansäästöä, energiatehokkuutta tai vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristövaikutuksia. [33] Energiatuesta kerrotaan tarkemmin luvussa 2.4.

Standardeissa määritetään tarkemmin laissa esitetyt tekniset vaatimukset. SFS 6000 sarjassa asetetaan vaatimuksia pienjännitesähköasennuksille. Erityisesti luvussa 5-55 käydään läpi pienjännitteisiä generaattorilaitteistoja ja luvussa 7-712 valosähköisiä te-



honsyöttöjärjestelmiä ja määritetään vaatimukset aurinkosähköjärjestelmän suojauksen toiminnalle [34]. SFS 6002 sarja sisältää sähkötyöturvallisuuden ohjeistuksen [35]. SFS-EN 50438 määrittää mikrogeneraattoreiden vaatimukset [36]. Suomessa tällä tarkoitetaan enintään 30 kVA järjestelmiä, suurempien järjestelmien vaatimukset noudattavat SFS 6000 standardia ja yleisiä ohjeistuksia, joista lisää seuraavassa kappaleessa. SFS-EN 61439-1 asettaa vaatimukset liittäntäkoteloille ja jakokeskuksille [37]. Verkkoon syötettävän sähkön vaatimukset on esitetty standardissa SFS-EN 50160. Sen mukaisesti sähkön laadun tulee liitäntäkohdassa olla aina yleisen jakelujännitteen ominaisuuksien rajoissa [38]. SFS-EN 62446-1 asettaa vaatimukset aurinkosähköjärjestelmien asiakkaalle luovutettavan dokumentaation sekä tehtävien käyttöönottestien ja tarkastusten vaatimukset [39]. Standardien mukaisia toteutuksia tarkastellaan tarkemmin luvuissa 4 ja 5.

Standardien lisäksi on sähköntuotannon liittämisestä jakeluverkkoon annettu yleisiä ohjeistuksia Energiateollisuus ry:n, kantaverkon haltijan (Fingrid) ja jakeluverkon haltijoiden toimesta. Ohjeistukset ovat pääosin linjassa SFS-standardin kanssa. Energiateollisuus ry on esittänyt suositukset sähköntuotannon liittymis- ja verkkopalveluehdoista [40, 41]. Lisäksi Energiateollisuus ry on esittänyt ohjeistuksen sähköntuotantolaitoksen liittämisestä jakeluverkkoon ja jakanut sen nimellisteholtaan enintään 100 kVA ja yli 100 kVA laitoisiin. Enintään 100 kVA järjestelmille on annettu valmiit suojausasettelut ja verkonhaltijalle riittää dokumentaatioksi yleistietolomake, yli 100 kVA järjestelmälle taas suojausasettelut tulee laskea tapauskohtaisesti ja dokumentaation tulee olla laajempaa. Lisäksi yli 500 kVA järjestelmillä tulee huomioida taajuus- ja jännitetoiminta-alueet ja loistehokapasiteetti [42]. Edelliseen liittyy Fingridin asettama voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2013), jotka aurinkosähköjärjestelmän tulee täyttää ollessaan nimellisteholtaan yli 500 kVA. Vaatimuksilla varmistetaan voimalaitoksen kestävyys jännite- ja taajuusvaihteluissa, luotettava toiminta eri käyttötilanteissa, ettei voimalaitos aiheuta häiriöitä voimajärjestelmään ja että verkkoyhtiöillä on käytössään tiedot voimalaitoksista. Vaatimukset on jaettu neljään teholuokkaan, joista Suomen suurimmatkin aurinkopuistot kuuluvat teholtaan pienimpään, teholuokka 1:een (0,5-10 MW). Sen vaatimukset dokumentaatiosta, käyttöönottokokeista, mittauksista ja tiedonvaihdesta ovat suurempia teholuokkia keveämpiä [43]. Jakeluverkon haltijat käyttävät yleisesti Energiateollisuus ry:n antamaa ohjeistusta, jakeluverkon haltijan vaatimukset kannattaa kuitenkin tarkistaa ennen hankkeen aloittamista.

## 2.4 Tuet

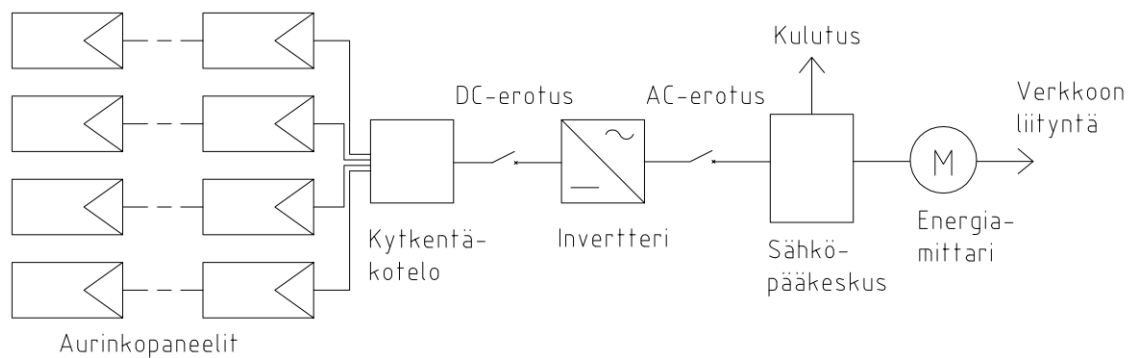
Aurinkovoimahankkeisiin on mahdollista saada Työ- ja elinkeinoministeriön myöntämää energiatukea. Vuosille 2016 ja 2017 asetetun uusiutuvan energian ja energiatehokkuuden RPA-tukiohjelman tavoitteena on edistää uusiutuvan energian käyttöä, energiatehokkuutta ja energiasäästöä [44]. Energiatukea haetaan ELY-keskukselta ennen hank-

keen aloittamista ja investointipäätöksen tekemistä. Vuonna 2017 energiatukea voidaan aurinkosähköhankkeelle saada 25 % investoinnista [45].

Uusiutuvalle energialle on suunnitteilla uusi tuotantotukijärjestelmä, joka voisi perustua huutokauppanenettelyyn. Käytännössä tämä tarkoittaisi sitä, että valtio määrittää kuinka paljon uusiutuvan energian tuotantoa halutaan lisätä ja energiantuottajat asettaisivat hankkeilleen alhaisimman tarvittavan tuotantotuen määrän, jolla he lupautuvat tuottamaan uusiutuvaa energiaa. Kiintiöön mahtuvat hankkeet saisivat tällöin tuottamastaan sähköstä sen hinnan, jolla ovat tarjoutuneet hankkeensa toteuttamaan. Aurinkosähkölle uusi tukimenettely nähdään liian raskaaksi ja Suomen ilmastostrategian mukaan aurinkovoimahankkeita tullaan myös tulevaisuudessa tukemaan energiatuella [9].

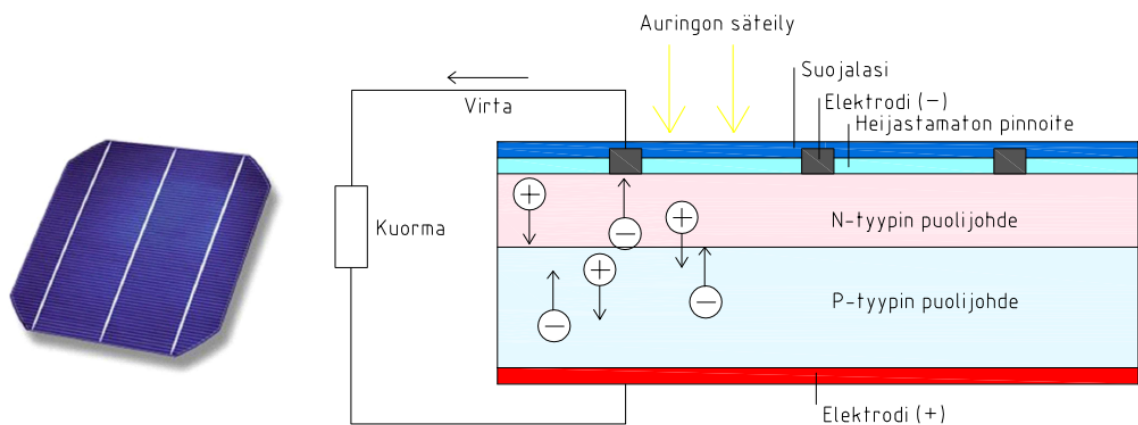
### 3. AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Aurinkovoimajärjestelmillä voidaan tuottaa sähköä tai lämpöä. Tässä työssä keskitytään pelkästään sähköä tuottaviin järjestelmiin, sillä niiden hyödyntäminen rakennusyhtiön hankkeissa on ja tulee olemaan merkittävästi laajempaa kuin lämpöä tuottavien. Aurinkosähköjärjestelmä muodostuu aurinkopaneeleista, inverttereistä sekä muista laitteista ja materiaaleista. [46] Kuvassa 8 on esitetty aurinkosähköjärjestelmän yksinkertaistettu rakenne.



**Kuva 8.** Aurinkosähköjärjestelmän rakenne

Aurinkosähköjärjestelmässä sähköä tuottava yksikkö on aurinkopaneelissa oleva aurinkokenno, jonka toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön. Aurinkokenno sekä sen yksinkertaistettu rakenne ja toimintaperiaate on esitetty kuvassa 9.



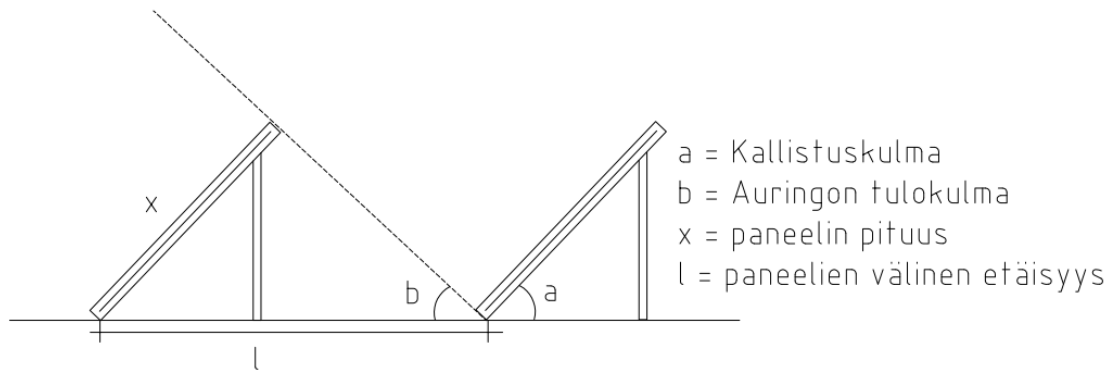
**Kuva 9.** Aurinkokennon rakenne ja toimintaperiaate

Auringon säteily tulee aurinkokennoon suojalasin ja heijastamattoman pinnoitteen lävitse. Auringon säteily koostuu energiaa kuljettavista hiukkasista, fotoneista, jotka aurinkokennoon osuessaan luovuttavat energiansa puolijohdemateriaalin elektroneille. Va-

rauksenkuljettajat jakautuvat puolijohdemateriaalissa ja kun elektrodien välille kytetään kuorma, johtimiin muodostuu jännite-eron seurauksena sähkövirta. Yhden kennon jännite on noin 0,5 V ja virta kennosta riippuen noin 3–8,5 A, jolloin kennoja tulee kytkeä sarjaan jännitteen nostamiseksi ja rinnan virran nostamiseksi [46]. Useasta kennosta muodostuvaa kokonaisuutta kutsutaan aurinkomoduuliksi [47].

Aurinkokennon puolijohdemateriaalina käytetään useimmiten piitä (Si, 90 % asennuksista) [48]. Piikennoja on olemassa yksikide-, monikide- ja ohutkalvokennoina. Yksiki- teisellä kennolla saavutetaan noin 20 % hyötysuhde, mutta niiden valmistaminen on muita piikennoja kalliimpaa. Monikidekennojen hyötysuhde on noin 15 % ja etenkin Suomen olosuhteissa ne ovat kustannustehokkain vaihtoehto. Ohutkalvokennot ovat ohuita ja taipuisia, jolloin niitä voidaan käyttää monipuolisesti esimerkiksi rakennuksen julkisivussa. Ohutkalvokennot vaativat kuitenkin enemmän asennuspinta-alaa, sillä niiden hyötysuhde on noin 10 %. [17] Lisäksi on myös olemassa kadmium-telluurista (CdTe) ja galliumarsenidista (GaAs) valmistettuja kennoja [48].

Aurinkovoimajärjestelmän tuotantoon vaikuttaa suoraan sen sijainti suhteessa aurinkoon ja säteilyolosuhteet. Kuvassa 10 on selvennetty aurinkovoimajärjestelmän sijainnissa käytettyjä termejä.



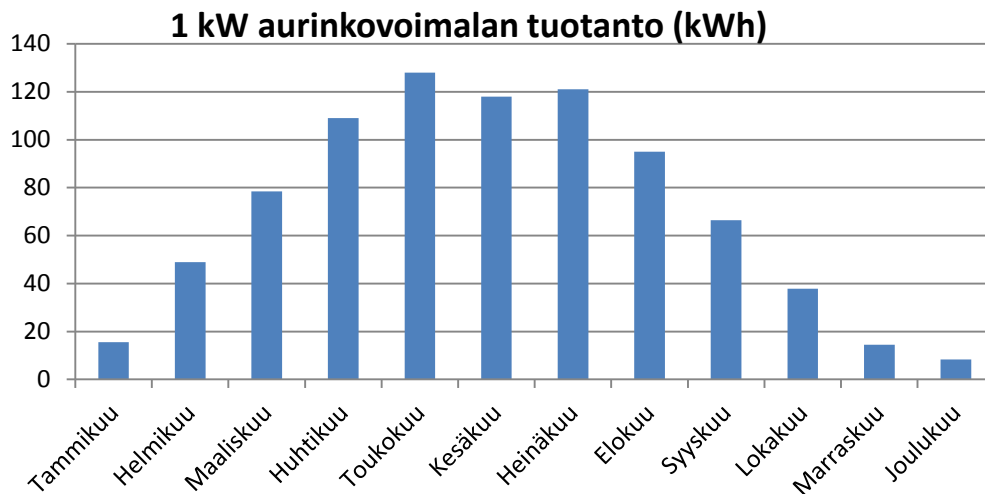
**Kuva 10.** Aurinkojärjestelmän sijoitus

Paneelien välinen etäisyys tulisi valita sitten, etteivät paneelit varjostaisi toisiaan. Minimietäisyys voidaan ratkaista trigonometrian avulla kaavalla:

$$l = x \frac{\sin a}{\tan b} + \cos a, \quad (1)$$

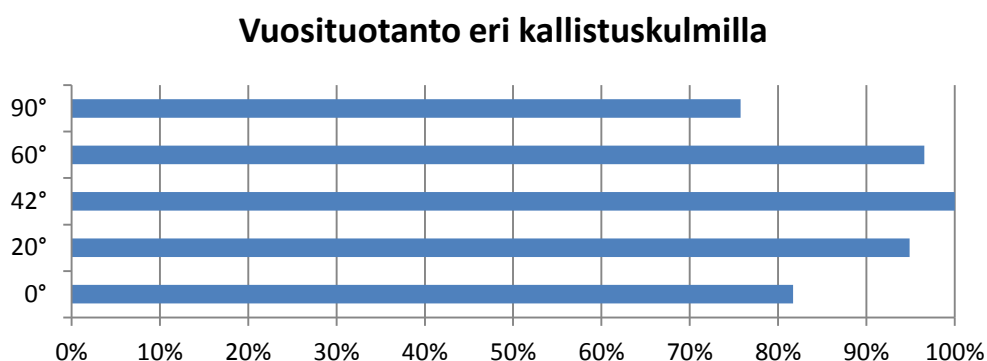
jossa auringon tulokulmana  $b$  voidaan Etelä-Suomessa käyttää arvoa  $30^\circ$  [15, 16]. Esimerkiksi luvun 3.1 kuvan 13 mukaisia paneeleita käyttämällä paneelien väliseksi etäisyydeksi saadaan noin 2,5 m. Kuvan 10 mukaisten termien lisäksi käytetään atsimuuttikulmaa ilmaisemaan järjestelmän suuntausta ilmansuuntiin nähden (etelä  $0^\circ$ , länsi  $90^\circ$  ja itä  $-90^\circ$ ). Optimaalinen suuntaus on etelää kohden, suuntauksen vaikutus tuotantoon on kuitenkin kallistuskulmaa selkeästi pienempi [15, 16].

Aurinkosähkön tuotannon arviointiin on internetissä useita työkaluja. Esimerkiksi PVGIS-tietokantaan on koottu kymmenen vuoden säteilykeskiarvot ja sen avulla voidaan simuloida eri maantieteellisten sijaintien aurinkosähkön tuotantoa. PVGIS-tietokannan on kuitenkin huomattu arvioivan tuotantoa hieman todellista pienemmäksi, sillä se ei ota huomioon heijastuvaa säteilyä [17]. Kuvassa 11 on esitetty optimaalisesti sijoitetun 1 kW järjestelmän tuotanto Tampereella eri kuukausina PVGIS-tietokantaan perustuen [15, 16].



**Kuva 11.** 1 kW aurinkosähköjärjestelmän kuukausittainen tuotanto Tampereella [15, 16]

Järjestelmän tuotanto on selkeästi suurempaa kesällä kuin talvella, johtuen säteilyn suuremmasta intensiteetistä. Optimaalinen sijoitus Tampereella on kohti etelää 42 asteen kallistuskulmassa. Kuvassa 12 on edelleen esitetty kallistuskulman vaikutusta järjestelmän vuosituotantoon (suuntaus kohti etelää) PVGIS-tietokantaan perustuen. Vertailukohtana on käytetty optimaaliseen kulmaan asennettua paneelia [15, 16].



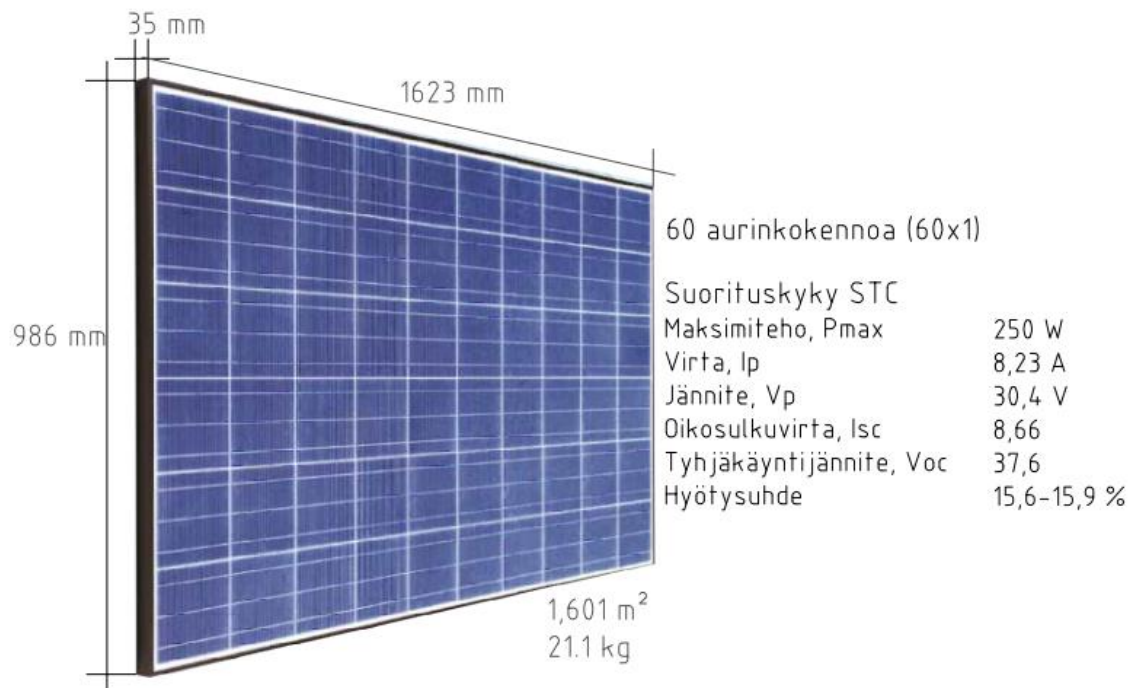
**Kuva 12.** Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotanto eri kallistuskulmilla verrattuna optimaaliseen kallistuskulmaan [15, 16]

Kuvasta nähdään, että kun kallistuskulman on 20 tai 60 astetta, sillä ei ole vielä merkittävää vaikutusta vuosituotannolle. Vaakasuoraan (0°) tai pystysuoraan asennettu (90°)

asennettu paneeli tuottaa jo selkeästi vähemmän, jolloin erityisen jyrkkien tai loivien asennuksien kannattavuutta tulisi tarkastella.

### 3.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneeli on useasta aurinkomoduulista muodostuva mekaanisesti yhdistetty kokonaisuus. Puhekielessä aurinkopaneelilla tarkoitetaan useimmiten aurinkomoduulin mukaista yhtä tuotantoyksikköä [46]. Tässä työssä aurinkomoduulista käytetään jatkossa nimitystä aurinkopaneeli selkeyden vuoksi. Kuvassa 13 on esitetty tyypillinen aurinkomoduuli ja sen tekniset tiedot.

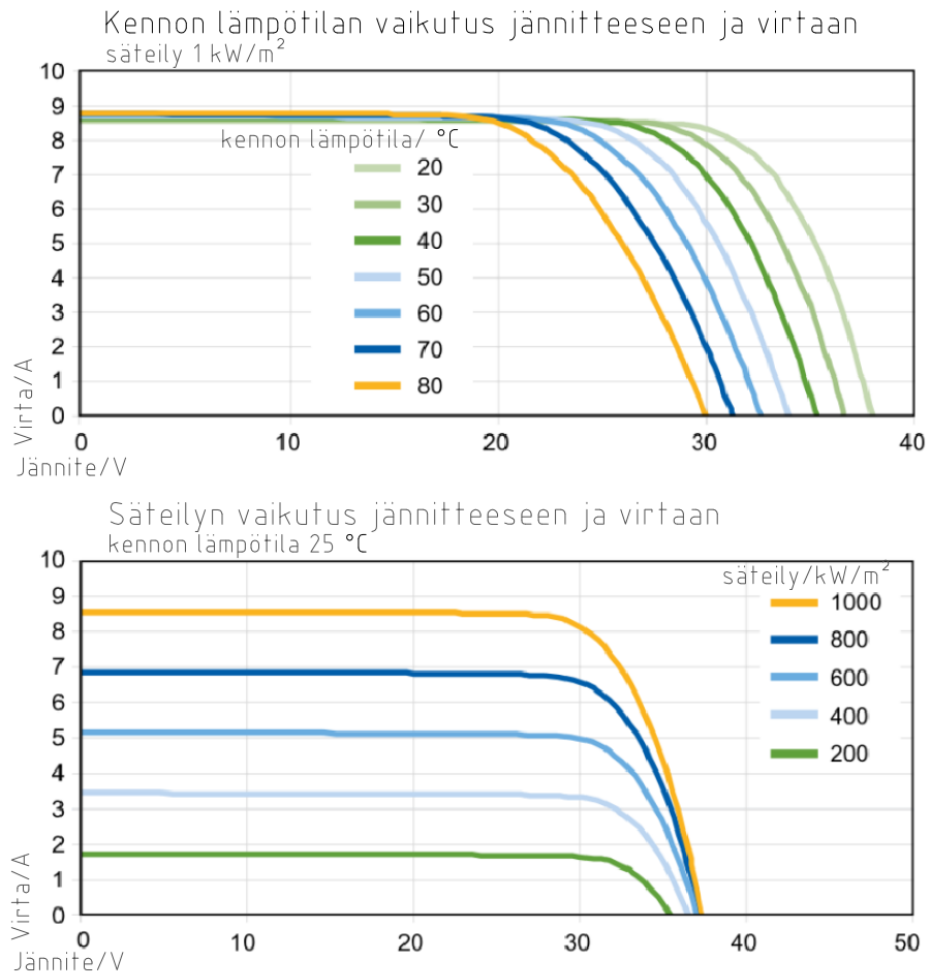


**Kuva 13.** Naps Systems Oy Saana 250 TP3 MBW aurinkomoduuli [49]

Kuvan aurinkomoduulissa on kytketty sarjaan kaikki 60 kennoa [49]. Aurinkomoduulin suorituskyky ilmoitetaan STC-olosuhteissa, eli kennon lämpötilan ollessa 25 °C ja auringon säteilyn 1 kW/m<sup>2</sup> AM1.5. AM1.5:llä tarkoitetaan ilmakehän paksumuotoa, joka vastaa 1,5 kertaa ilmakehän paksumuotoa ja sillä kuvataan ilmakehän vaikutusta auringon säteilyn intensiteettiin. [50]

Aurinkokennon tekninen käyttöikä on 25–30 vuotta, jonka jälkeen tuotantoteho on usein pienentynyt merkittävästi. Valmistajat antavat paneeleilleen tehotakuuta, esimerkiksi Naps Systems Oy lupaa moduuleilleen 10 vuoden takuun 90 % nimellistehosta ja 25 vuoden takuun 80 % nimellistehosta. [49, 50]

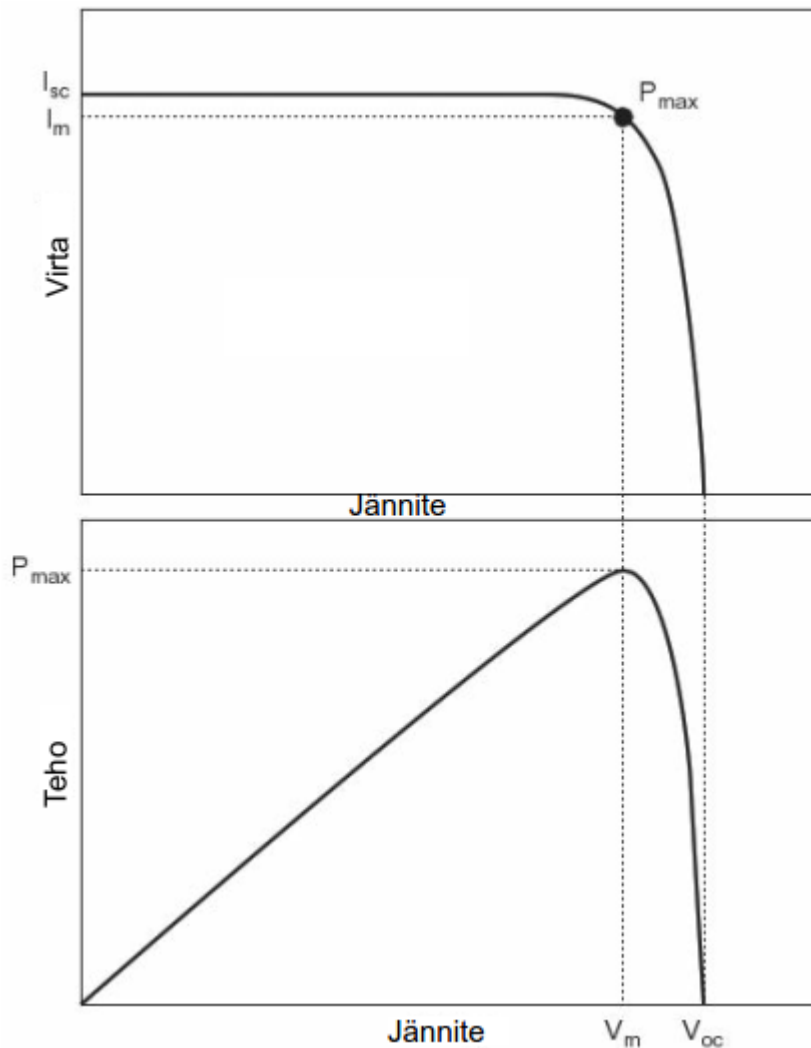
Aurinkopaneelin toimintaan vaikuttavat erityisesti kennon lämpötila ja auringosta saatavan säteilyn määrä. Kuvassa 14 on esitetty aurinkomoduulin virta-jännitekäyrät ja olosuhteiden vaikutukset niihin.



**Kuva 14.** Naps Systems Oy Saana 245 TP3 MBW aurinkomoduulin virta-jännitekäyrät [49]

Kuvasta nähdään, että aurinkopaneelit toimivat paremmin kylmemmissä olosuhteissa. Tämän johdosta aurinkopaneelit voivat tuottaa Suomessa jopa paremmin kuin Keski-Euroopan maissa. Säteilyn vaikutuksen nähdään olevan suoraan verrannollinen säteilyn intensiteettiin. [49, 50]

Kuvassa 15 esitetään aurinkopaneelien maksimitehopisteen määräytyminen. Maksimitehopisteellä  $P_{max}$  tarkoitetaan sitä virta-jännitekäyrän pistettä, jossa aurinkopaneelin teho on suurimmillaan.



**Kuva 15.** Aurinkopaneelin maksimitehopiste [47]

Kuvasta nähdään, että maksimitehopisteessä virran arvo  $I_m$  on tyypillisesti hieman pienempi kuin oikosulkuvirta  $I_{sc}$  ja jännite  $V_m$  pienempi kuin tyhjäkäyntijännite  $V_{oc}$ . Inverttereissä on käytössä maksimitehopisteen seuranta, joka säätelee aurinkosähköjärjestelmän virtaa ja jännitettä siten, että ne vastaavat maksimitehopistettä. [47]

Aurinkopaneelien tehoa voivat laskea varjostus, likaantuminen, lumikuorma, järjestelmän ikääntyminen ja sähköiset viat. Paneelien sijainti tulee valita varjostamattomaan paikkaan. Osittain varjostetut kennot laskevat tehoa, mutta myös vaurioituvat herkemmin, sillä ne kuluttavat osan varjostamattomien kennojen syöttämästä virrasta. Tällöin varjostetut kennot voivat ylikuumentua. On otettava huomioon, että varjostusta voi aiheutua ajan kuluessa kasvavista puista ja uusista rakennuksista. Likaantumisesta ja lumikuormasta ei ole merkittävää haittaa Suomessa, sillä aurinkopaneelit asennetaan 40–50 asteen kallistuskulmaan. Tällöin sadevesi puhdistaa paneeleita tehokkaasti ja lumi liukuu pois paneeleita pitkin, kunhan sille on riittävästi tilaa paneelien alla. Järjestelmän ikääntyminen voi aiheuttaa 10 % tuotannon vähenemän sen teknisen käyttöiän aikana. Sähköisiä vikoja aiheutuu useimmiten paneeleihin, inverttereihin ja kytkentäkoteloihin



valmistus-, asennus- ja toimintavirheistä. Ylimääräisiä paneeleita olisi tällöin hyvä olla varalla, etenkin integroituihin asennuksiin. [46]

Aurinkopaneelien tulee kestää lumen ja tuulen aiheuttamat mekaaniset rasitukset. Kansainvälisen IEC-standardin mukaan paneelien tulee kestää  $2400 \text{ N/m}^2$  kuorma, eli toisin sanoen noin 240 kg massa neliömetrin alueella [51]. Erään ulkomaalaisen standardin mukaan tuulen dynaamiseksi maksimipaineeksi voidaan olettaa  $900 \text{ N/m}^2$ , joka vastaa noin 37,5 m/s tuulennopeutta. Lisäksi tuulikuormassa tulee ottaa huomioon ympäristön pinnanmuodoista johtuva korjauskerroin, joka voi olla esimerkiksi suojaisissa katto-asennuksissa 0,4 tai aukeissa maa-asennuksissa 1,6. [46]

Aurinkopaneelit voidaan asentaa useimmille pinnoille maahan, katolle tai seinälle. Paneelien asennuksesta kerrotaan tarkemmin luvuissa 4.2.

Aurinkopaneelien valinnassa huomioitavia asioita ovat:

- hinta-hyötysuhde (LCOE)
- laatu
- suorituskky ja ominaisuudet
- ikääntyminen
- ohitusdiodien määrä ja sijainti (ohitusdiodilla voidaan ohittaa varjostettu tai vaurioitunut paneeli)
- takuuehdot
- soveltuvuus kohteeseen
- käyttöikä.

Erityisesti tulisi ottaa huomioon paneelien soveltuvuus kohteeseen, sen säteilyyn, lämpötilaan, varjostuksiin ja jännitteeseen, jotta löydetään niihin sopiva paneeli. [52]

## 3.2 Invertteri

Invertterillä muutetaan aurinkopaneelien tuottama tasasähkö vaihtosähköksi. Inverttereitä on olemassa kolmea eri tyyppiä, mikro-, ketju- ja keskusinvertteri. Mikroinverttereitä käytetään yksittäisissä paneeleissa, mutta hintojen takia niiden käyttö ei ole yleistynyt. Ketjuinverttereitä käytetään useampien paneelien yhdistämiseen ja niiden käyttökohteita ovat kaikki rakennuskohtaiset aurinkosähköjärjestelmät. Keskusinverttereitä käytetään pääsääntöisesti voimalaitoksissa eli aurinkopuistoissa. Aurinkosähköjärjestelmään voidaan kytkeä useampia inverttereitä, jolloin saavutetaan haluttu kapasiteetti. Inverttereiden hyötysuhteeksi annetaan usein noin 98 % ja tekniseksi käyttöiäksi 15 vuotta. [17, 47]

Invertterin ominaisuuksiin sisältyy yleensä myös järjestelmän hallinta, seuraaminen ja suojaus. Hallinta ja seuraaminen voidaan toteuttaa etänä kun invertterissä on verkkoon

yhdistetty data loggeri. Invertteri sisältää yleensä kaikki tarvittavat suojauslaitteet, jolloin tarvetta muille suojalaitteille ei ole [53].

Kuvassa 16 on esitetty ABB:n valmistamia eri teholuokkien inverttereitä.



**Kuva 16.** ABB:n inverttereitä eri teholuokille [53]

Kuvan invertteistä PRO-33.0 on ketju-invertteri, PVI-55.0/110.0 keskusinvertteri ja PVS800-MWS asema, joka sisältää kahden keskusinvertterin lisäksi myös muuntajan ja keskijännitekojeiston. [53]

Invertterien valinnassa huomioitavia asioita ovat:

- kapasiteetti eli maksimiteho
- suorituskky ja ominaisuudet
- käytettävät aurinkopaneelit
- luotettavuus ja huollettavuus
- modulaarisuus
- soveltuvuus kohteeseen
- käyttöikä.

Invertterin odotettu käyttöikä on 10-20 vuotta, jolloin se tulee vaihtaa yleensä kerran aurinkosähköjärjestelmän käyttöiän aikana. Invertterin osuus kustannuksista on yleensä noin 15 % koko järjestelmästä. [52]

Invertterin asennuspaikalla ei ole pienissä järjestelmissä merkitystä. Se voidaan sijoittaa paneelien tai pääkeskuksen lähelle ja ulko- tai sisätiloihin riippuen se ominaisuuksista. Ulkoasennuksissa tulee tarkistaa, että invertteri kestää Suomen talven matalimmat lämpötilat. Suurissa asennuksissa kaapelointikustannuksia voidaan välttää sijoittamalla invertteri paneelien läheisyyteen. [52]

### 3.3 Muut laitteet ja materiaalit

Muihin laitteisiin ja materiaaleihin kuuluvat kytkentäkotelot, DC- ja AC-erotuskytkimet, energiamittarit, johdot ja asennusjärjestelmä. Esimerkki kytkentäkotelosta on esitetty kuvassa 17. [54]



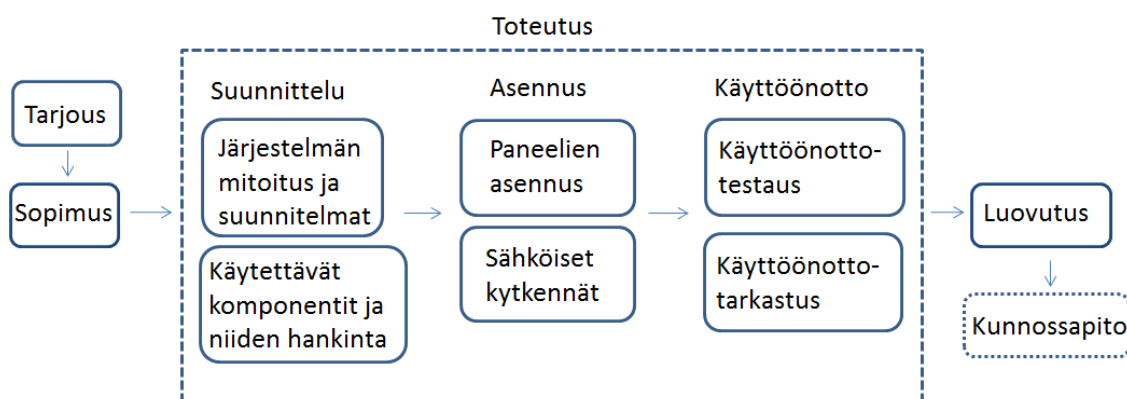
*Kuva 17. ABB PVI-STRINGCOMB kytkentäkotelo[54]*

Kytkenäkotelo on yleensä integroitu invertteritoimitukseen, kuten myös DC- ja AC-erotuskytkimet sekä energiamittari, jolloin niitä ei tarvitse erikseen hankkia [53]. Käytettävien johtojen tulisi olla kaksinkertaisesti eristetty ja UV-säteilyn kestäviä erityisesti ulkoasennuksissa [46]. Asennusjärjestelmällä tarkoitetaan rakenteita, joilla paneeli asennetaan maahan, katolle tai seinälle. Asennusjärjestelmistä kerrotaan enemmän luvuissa 4.2 ja 4.3. Aurinkosähköjärjestelmän energiantuotto mitataan yleensä invertterissä ja verkkoliittymän kulutusta mitataan verkonhaltijan asentamalla energiamittarilla.

Aurinkosähköjärjestelmään voidaan lisätä myös akku ja asennusjärjestelmään auringon-seuranta. Akku kytketään pääkeskukseen ja sillä voidaan varastoida aurinkopaneelien tuottamaa energiaa myöhemmin käytettäväksi. Tällöin voidaan esimerkiksi tasoittaa kulutushuippuja ja tuotannon kapasiteettia. [55] Akkujen yleistymisen ongelmana on niiden huono hinta-hyötysuhde [56]. Auringonseurannalla tarkoitetaan paneelien kääntymistä aurinkoa kohden x- ja/tai y-akselin suuntaisesti, jotta paneelien tuotanto olisi suurempaa. Auringon seurantajärjestelmä on paikallaan olevaa asennusta monimutkaisempi ja vaatii energiaa toimiakseen, jolloin sen hyötyä järjestelmälle energiantuotannolle tulee tarkastella [47]. Auringon seurantajärjestelmästä kerrotaan enemmän luvussa 4.3.

## 4. TOTEUTUS

Aurinkosähköjärjestelmän toteutuksessa on otettava huomioon sen komponentit, mitoitus, asennustapa, verkkoon kytkentä ja käyttöönotto. Aurinkosähköjärjestelmän komponentit on esitetty luvussa 3. Aurinkosähköprojektin kulkua rakennusyhtiön näkökulmasta on esitetty kuvassa 18.



**Kuva 18.** Aurinkosähköprojektin kulku

Projektin kulkua edeltää aurinkosähköjärjestelmien myynti ja markkinointi asiakkaille. Tarjous- ja sopimusvaiheesta kerrotaan lisää luvussa 5.1. Projektin toteutus kestää pienissä kW-luokan järjestelmissä 2-3 kuukautta, joista paneelien asennuksiin menee noin 4 päivää [57]. MW-luokan järjestelmien toteutus kestää kauemmin, esimerkiksi Helsingin Kivikon 0,85 MW aurinkopuiston toteutusaikataulu oli 10 kuukautta [58]. Aurinkosähköjärjestelmän luovutuksen jälkeen voidaan sopia myös kunnossapidosta, mikäli rakennusyhtiöllä sekä asiakkaalla on tähän intressejä.

### 4.1 Järjestelmän mitoitus

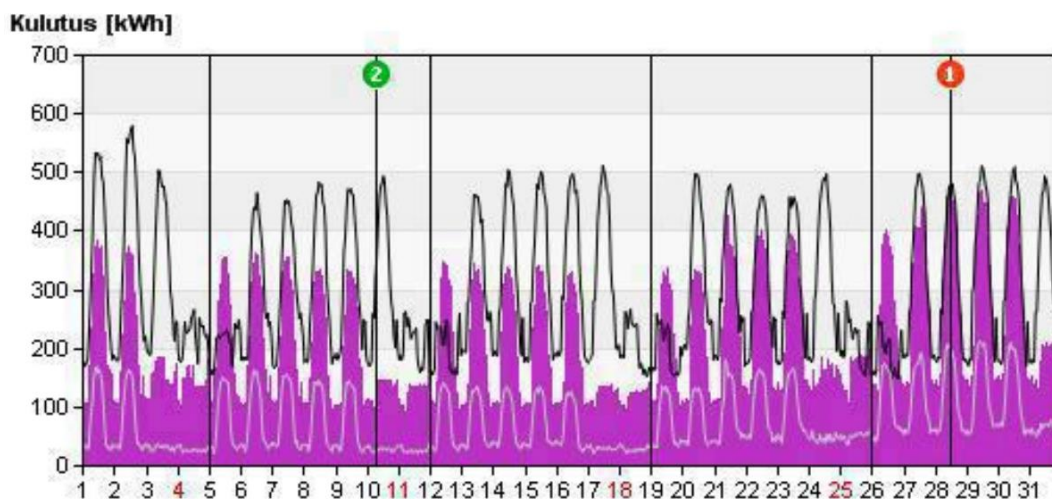
Järjestelmän mitoittaminen oikein on erityisen tärkeää, jotta siitä saatava hyöty maksimoidaan. Erityisesti kiinteistökohtaisissa voimaloissa ylimitoittaminen pidentää takaisinmaksuaikaa. [17]

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus aloitetaan rajoittavien tekijöiden kartoituksella. Rajoittavia tekijöitä ovat kohteesta riippuen sähkön tarve, käytettävissä oleva pinta-ala ja mahdolliset laista tai siirtoverkkoyhtiön vaatimuksista tulevat raja-arvot.

### 4.1.1 Sähkön tarve

Sähkön tarve tulee ottaa huomioon erityisesti kiinteistökohtaisissa aurinkosähköjärjestelmissä. Optimaalisessa tilanteessa kiinteistö kuluttaisi joka hetkellä kokonaan kaiken oman aurinkovoimalansa tuotannon. Tällöin aurinkovoimalla tuotettu sähkö korvaa ostosähköä, eikä kohteessa tuotetusta ja kulutetusta sähköstä tarvitse maksaa veroja tai siirtomaksuja. Ylimitoittaminen ei ole Suomessa tällä hetkellä kannattavaa. Mitoituksessa sähkön tarpeena tulisi siis käyttää rakennuksen peruskuormaa, jolla tarkoitetaan sitä sähkön kulutuksen määrää, joka rakennuksella on vähintään jokaisella hetkellä.

Olemassa oleville rakennuksille peruskuorma voidaan nähdä tarkastelemalla sen energiankulutusta. Kuvassa 19 on esitetty erään kiinteistön heinäkuun energiankulutus violetilla ja edellisen vuoden kulutus mustalla viivalla [59].



**Kuva 19.** Erään toimistorakennuksen heinäkuun energian kulutus [59]

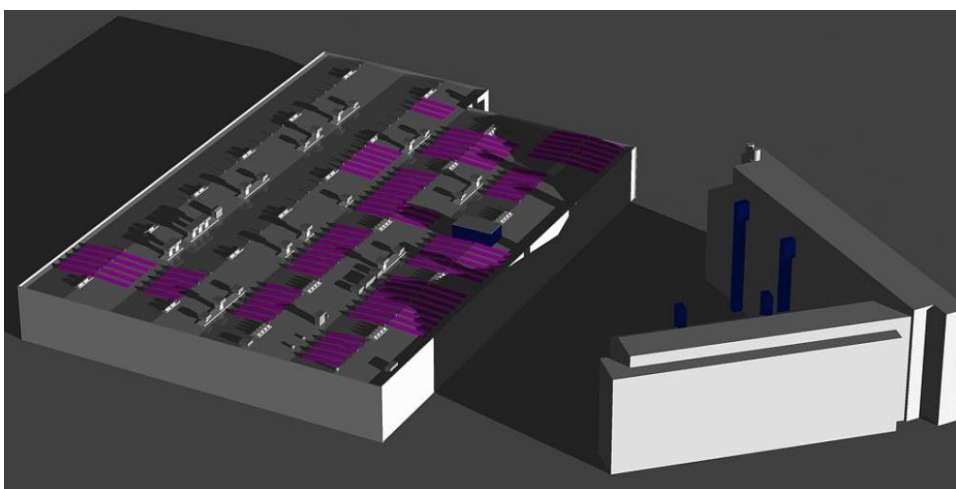
Kuvasta voidaan tulkita rakennuksen peruskuormaksi noin 100 kW, jolloin rakennukseen soveltuva järjestelmä olisi teholtaan 100 kW. Mikäli katsotaan kuitenkin pelkästään päiväaikaa, sillä tällöin aurinkovoimala tuottaa sähköä, on peruskuorma noin 120 kW, jolloin asennettavan aurinkosähköjärjestelmän kokonaistehon tulisi vastata enintään tätä tehoa. Kuvasta nähdään myös aurinkosähkön soveltuvuus toimistorakennuksiin, sillä energian kulutus on suurinta päivällä, jolloin tuotanto on myös suurimmillaan.

Uudisrakennukselle ei ole saatavissa vastaavia tuntimittaustietoja, jolloin peruskuorman määrittäminen on vaikeampaa. Peruskuorma voidaan laskea, kun otetaan huomioon kaikki koko ajan päällä olevat sähköä kuluttavat laitteet. Käytännössä tämä tulee liian monimutkaiseksi isommissa rakennuksissa ja lähtökohdaksi voidaan ottaa vastaavan käyttöprofiilin omaava rakennus [28]. Esimerkiksi kuvan 18 rakennusta 50 % pienemmän toimistokiinteistön peruskuorman voidaan karkeasti arvioida olevan päiväsaikaan 60 kW.

### 4.1.2 Pinta-ala

Käytettävissä oleva pinta-ala rajoittaa aurinkosähköjärjestelmän kokoa, sillä tietylle alueelle voidaan asentaa vain tietty määrä paneeleita. Esimerkiksi 1 kW järjestelmä vaatii keskimäärin 6-8 neliömetrin pinta-alan [28].

Kiinteistökohtaisissa järjestelmissä kattopinta-ala on yleensä rajoittava tekijä. Käytettävissä olevan pinta-alan lisäämiseksi paneeleita voidaan asentaa myös seinään. Asennustavoista kerrotaan lisää luvussa 4.2. Usein koko kattopinta-ala ei ole aurinkovoimaan soveltuvaa, sillä muut rakennukset ja rakennelmat voivat muodostaa merkittäviä varjostuksia katolle. Kuvassa 20 on esimerkki varjostuksesta, aurinkopaneelit merkittynä violetilla [60].



*Kuva 20. Aurinkovoimalan kokema varjostus [60]*

Muiden rakennusten lisäksi myös kiinteistön katolla olevat läpiviennit aiheuttavat varjostuksia.

Aurinkopuistoissa rajoittavana tekijänä on tilaajan omistuksessa oleva maapinta-ala. Myös sen mahdolliset varjostukset tulee huomioida, esimerkiksi tuulipuiston lähelle sijoittaessa vaikuttaa tuulivoimaloiden siipien varjostus. Paneelien lisäksi myös invertteerien ja muiden komponenttien tilantarve tulee tarvittaessa huomioida tälle pinta-alalle [46].

### 4.1.3 Muut vaatimukset

Mitoittamisen rajoittavana tekijänä voi olla myös laki tai muut vaatimukset. Tällöin mitoittamisessa pyritään hyötymään siitä, ettei tiettyjä raja-arvoja ylitetä, jotka vaikuttavat esimerkiksi kustannuksiin tai järjestelmävaatimuksiin.

Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmistusverosta perusteella sähköveroa ei tarvitse maksaa enintään 900 kW aurinkovoimalalla tuotetusta sähköstä. Tämä ei juurikaan rajoita kiinteistökohtaisten voimaloiden mitoittamista.

Enintään ja yli 100 kW järjestelmien toteutuksen vaatimukset vaihtelevat. Järjestelmän toteutuksen yksinkertaistamiseksi olisi siis suositeltavaa rakentaa alle 100 kW aurinkovoimala.

Aurinkovoimalan tulee täyttää Fingridin asettamat voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2013), mikäli se on nimellisteholtaan yli 500 kVA. VJV:n mukaiset teholuokat on esitetty taulukossa 3 [43].

**Taulukko 3.** VJV2013 teholuokat

Teholuokka	Voimalaitoksen mitoitusteho P <sub>max</sub>
Teholuokka 1	$0,5 \text{ MW} \leq P_{\text{max}} < 10 \text{ MW}$
Teholuokka 2	$10 \text{ MW} \leq P_{\text{max}} < 25 \text{ MW}$
Teholuokka 3	$25 \text{ MW} \leq P_{\text{max}} < 100 \text{ MW}$
Teholuokka 4	$P_{\text{max}} \geq 100 \text{ MW}$ tai $P_{\text{max}} \geq 10 \text{ MW}$ , mikäli laitos liittyy Lapissa Valajaskosken ja Pirttikosken 220 kV:n sähköasemien Isoniemen ja Kokkosnivan johtolähtöjen takana sijaitsevaan sähköverkkoon

Teholuokan 1 voimalaitosten vaatimusten todentamisprosessi on muita teholuokkia kevyempi [43]. Taulukossa 4 on esitetty Suomen suurimpia aurinkovoimaloita.

**Taulukko 4.** Suomen suurimmat aurinkovoimalat [61]

Aurinkovoimala	Sijainti	Teho (MW)	Tilanne
Rauman aurinkopuisto	Rauma	8,7	Suunnitteilla
Atrian aurinkovoimala	Nurmo	6	Rakenteilla
Salo energia	Salo	1-2,5	Rakenteilla
Kivikon aurinkovoimala	Helsinki	0,85	Tuotannossa
Sallilan aurinkopuisto	Loimaa	0,74	Tuotannossa
Mäkelänkangas	Hamina	0,72	Tuotannossa
K-Citymarket Tammisto	Vantaa	0,50	Tuotannossa
Kalevan painotalo	Oulu	0,42	Tuotannossa
Suvilahti	Helsinki	0,34	Tuotannossa
Astrum-keskus	Salo	0,32	Tuotannossa

Suomessa suurimmatkin suunnitteilla olevat aurinkopuistot kuuluvat teholuokkaan 1. VJV-prosessia ja sen vaatimuksia ei kuitenkaan tulisi ajatella mitoituksen takia, vaan voimalaitoksen ja verkon luotettavan toiminnan kannalta.



## 4.2 Asennus

Aurinkopaneeleita voidaan asentaa käytännössä mille tahansa pinnalle rakennuksen katolle tai seinälle sekä maahan. Asentaessa tulee huomioida pohjarakenteen kantavuus, paneelien riittävä tuki sekä paneelien sijoittaminen ja suuntaus. Aurinkosähköjärjestelmän asentaminen voi vaatia toimenpideluvan, mutta lupakäytännöissä on eroa kuntien välillä. Maankäyttö- ja rakennuslain edellytykset kannattaa tarkistaa kunnan rakennus-tarkastuksesta [28]. Esimerkiksi julkisivun kiinnityspinnan mukainen asennus ei yleensä vaadi lupaa [17].

Optimaalinen kallistuskulma on Suomessa 40-50 astetta ja suuntaus kohti etelää. Paneelien välinen etäisyys, jolla vältetään keskinäinen varjostus ja johon vaikuttaa käytetyn paneelin pituus, kallistuskulma ja Auringon tulokulma voidaan laskea kaavalla 1, joka on esitetty luvussa 3.

### 4.2.1 Katto- ja seinäasennus

Katto- ja seinäasennuksia käytetään pääasiassa kiinteistökohtaisissa aurinkovoimaloissa. Erityisen suurta kattopinta-alaa voidaan käyttää myös aurinkopuiston asennusalueena, esimerkiksi tällä hetkellä Suomen suurin tuotannossa oleva aurinkopuisto on rakennettu Helsinkiin Kivikkoon hiihtohallin katolle [58]. Suurempia suunnitteilla olevia puistoja ollaan kuitenkin asentamassa pääosin maa-asennuksina. Kuvassa 21 on esitetty erilaisia kattoasennustapoja [47, 60, 62].



**Kuva 21.** Aurinkovoimalan kattoasennustapoja [47, 60, 62]

Tasakaton asennettaessa välttämättä vaadita kiinnitystä kattoon, vaan asennusjärjestelmä voi olla vapaasti katolla. Oikealla kuvassa näkyvälle kaltevalle katolle asennettaessa on käytettävä kattotyyppiin soveltuvia kiinnikkeitä [62, 63]. Katon kantavuus ja soveltuvuus aurinkosähköasennuksille tulee tarkistaa rakennuksen suunnittelijalta. Aurinkosähköjärjestelmän vaatima kantavuus on noin  $100 \text{ kg/m}^2$ . Myös tuulikuorma tulee huomioida, eikä tuuli saisi kaataa järjestelmää [46]. Tällöin käytetään kuvassa 20 keskellä näkyviä betonitassuja, jotka toimiva myös hyvänä perustana järjestelmälle [60].

Aurinkovoimalan seinäasennuksessa asennusjärjestelmä pultataan seinään tai sen tukirakenteisiin kiinni. Seinäasennuksissa tulee myös huomioida paneelien väliset etäisyy-



det, joilla vältetään keskinäinen varjostaminen. Kuvassa 22 on esitetty erilaisia seinäasennustapoja [64].



**Kuva 22.** Aurinkovoimalan seinäasennustapoja [64]

Kuvassa nähdään seinäasennusten olevan tehty optimaaliseen kallistuskulmaan tai pystysuoraan. Seinään asentaminen on kattoon asentamista logistisesti hankalampaa ja tuottaa lisäkustannuksia muun muassa nostureiden käytöstä ja hitaammasta asennusnopeudesta. Seinäasennusten etuna on, ettei paneeleihin keräänny lunta ja roskia [17]. Pystysuoraan asennettuna paneelit kuitenkin myös tuottavat selkeästi vähemmän kuin optimaaliseen kallistuskulmana asennettuina. Seinäasennuksien hinta-hyötysuhdetta tulisi siis tarkastella tarkemmin järjestelmän toteutusta suunniteltaessa.

Kattoon ja seinään asennettu paneeleita voidaan käyttää rakennuselementteinä. Kuvassa 23 on esitetty esimerkkitaipoja hyödyntää aurinkopaneeleita rakennuksen eri rakenteissa.



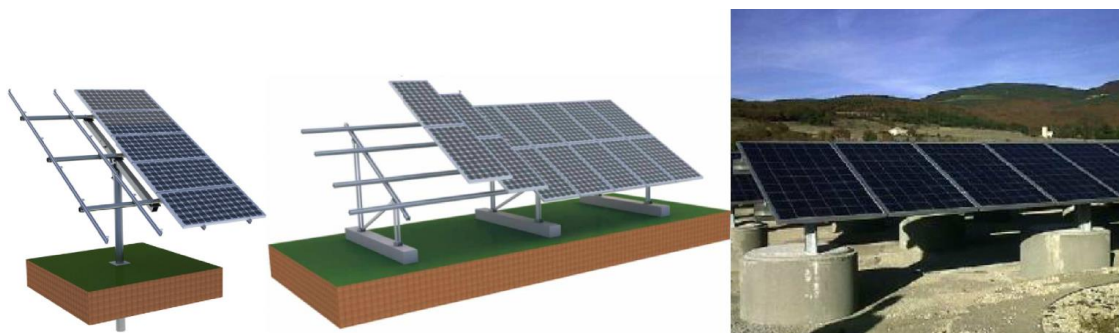
**Kuva 23.** Aurinkopaneelien hyödyntäminen erilaisissa rakenteissa [47]

Kuvassa nähdään aurinkopaneelien hyödyntämistä katon ja seinän rakenteissa sekä ikkunoiden varjostimissa ja autojen katoksissa. Muita potentiaalisia asennuskohteita ovat esimerkiksi sillat, muurit, padot, valtateiden ylikulut ja parkkitalot. [47]

### 4.2.2 Maa-asennus

Maa-asennuksia käytetään pääsääntöisesti aurinkopuistojen rakentamisessa. Maa-asennukseen käytettävä maapinta-ala tulisi olla mahdollisimman matala arvoista. Alueen ostaminen ja vuokraaminen lisäävät suoraan kustannuksia, eikä aluetta voida juurikaan käyttää samalla muuhun toimintaan [52]. Aluetta on kuitenkin mahdollista käyttää esimerkiksi laitumena karjaeläimille [47].

Maa-asennusjärjestelmänä voidaan käyttää paalua, kehystä tai betonikuutiota. Kuvassa 24 on esitetty erilaisia maa-asennustapoja [46, 65, 66].



**Kuva 24.** Aurinkovoimalan maa-asennustapoja [46, 65, 66]

Kuvasta vasemmalta oikealle nähdään asennusjärjestelminä paalutus sekä maanvaraiset kehykset ja betonikuutiot. Asennusjärjestelmän vaatimuksina on, että se kestää paneelien painon, lumi- ja tuulikuormat sekä maapinta-alan vaatimuksena edelleen on, että se kestää asennusjärjestelmän aiheuttamat voimat. Maapinta-alan ei tarvitse olla tasainen, sillä paneelit voidaan asentaa mukailemaan luonnollisia pinnanmuotoja. Verrattuna katto- ja seinäasennuksiin vaatimukset ovat vähäisiä, sillä aurinkosähköjärjestelmä ei ole nyt rakennuksen osa. Katoksena tai suojana käytettynä niihin vaikuttavat kuitenkin rakennusvaatimukset. [47]

Auringonseurantajärjestelmällä aurinkopaneelit suunnataan suoraan kohti aurinkoa joka hetkellä, jotta tuotanto olisi optimaalista. Seurantajärjestelmä voi liikkua x- ja/tai y-akselinsa ympäri. Kuvassa 25 on esitetty molempien akseleidensa mukaan kääntyvä aurinkoseurantajärjestelmä [46].



**Kuva 25.** *Kaksiakselinen aurinkoseurantajärjestelmä [46]*

Paneelien välinen etäisyys on aurinkoseurantajärjestelmän sisältävässä asennuksessa paikallaan olevaa asennusta suurempi. Aurinkoseurantajärjestelmässä täytyy huomioida, etteivät paneelit liikkuessaan varjosta toisiaan missään vaiheessa. Seurantajärjestelmä on paikallaan olevaa asennusta monimutkaisempi ja vaatii energiaa toimiakseen, jolloin sen hyötyä järjestelmälle energiantuotannolle tulee tarkastella [47]. Seurantajärjestelmän käyttämiä moottoreiden huoltamiseen tulisi kiinnittää huomioita, sillä rikkoutuessaan paneelit voivat jäädä huonoon asentoon ja tuotanto putoaa merkittävästi. [67]

### 4.3 Verkkoon kytkentä

Aurinkosähköjärjestelmän verkkoon kytkennässä tulee huomioida Suomen laki, jakeluverkkoyhtiöiden vaatimukset ja standardit koskien järjestelmän suojausta, mittausta ja käyttöönottoa. Isommissa aurinkopuistoissa on tarvittaessa huomioitava myös siirtoverkkoyhtiön vaatimukset. Verkkoon kytkentään vaikuttaa järjestelmän koko. Aurinkovoimalan saa kytkeä verkkoon vasta kun siihen on verkonhaltijalta saatu lupa. Suomen lain aurinkosähköön ja verkkoon kytkentään vaikuttavia kohtia esitettiin luvussa 2. Käyttöotosta kerrotaan luvussa 4.4.

Jakeluverkkoon yhdistetty aurinkosähköjärjestelmä vaatii sähköntuottajan ja verkonhaltijan välisiä sopimuksia. Tuotantolaitokset on luokiteltu taulukon 5 mukaisesti. Taulukossa on esitetty suojausvaatimuksia ja käytettäviä sopimusehtoja eri luokissa oleville tuotantolaitoksille [42].

**Taulukko 5. Tuotantolaitosten luokittelu [42]**

	Luokka	Rinnan- käynnin esto	Tahdistus	Yhteen- sopivuus	Saareke- käytönesto	Sopimus- ehdot
Rinnankäyttö estetty me- kaanisesti	1	x				LE2014 ja VPE2014
Sähkön siirto jakeluverk- koon estetty	2		x			LE2014 ja VPE2014
Tuotetulle sähkölle ei ole ostajaa	3		x	x	x	LE2014 ja TVPE11
Tuottaja myy sähköä säh- kömarkkinaosapuolelle	4		x	x	x	LE2014 tai TLE2014 ja TVPE11

Tässä työssä tarkastellut järjestelmät voidaan sijoittaa luokkiin 3 ja 4, sillä ne ovat yleiseen jakeluverkkoon syöttäviä tuotantolaitoksia. Tällöin sovellettavia sopimusehtoja ovat LE2014 (liittymisehdot), TVPE11 (tuotantoa koskeva liite verkkopalveluehtoihin) ja TLE2014 (tuotannon liittymisehdot). [42]

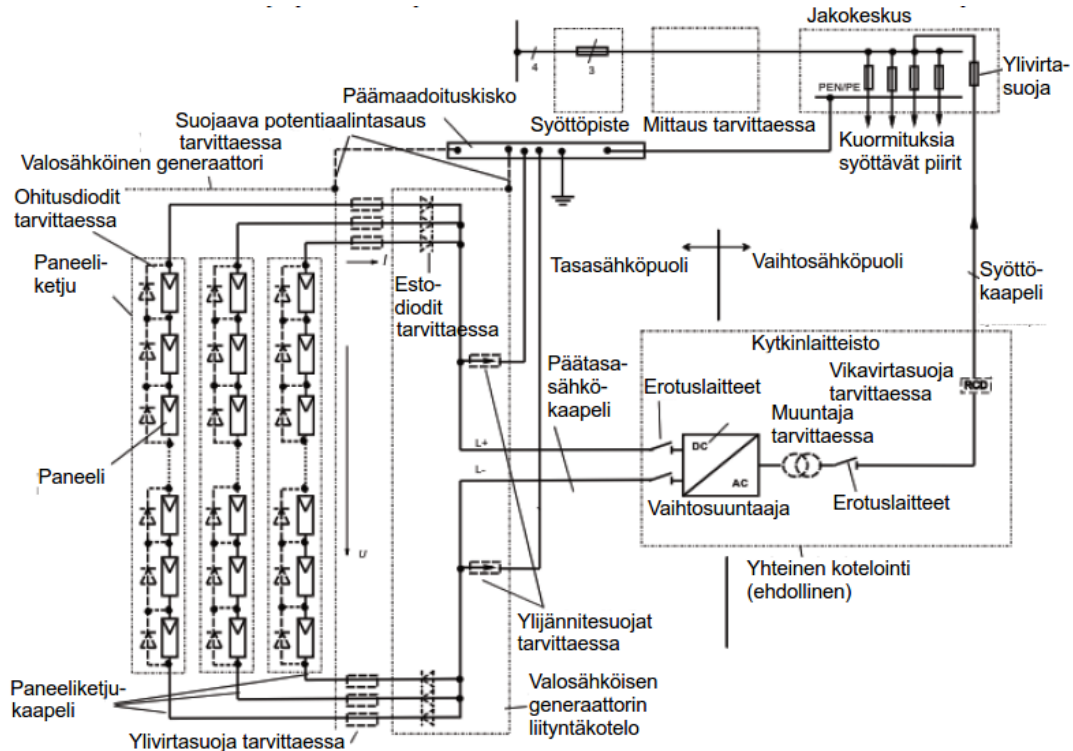
Standardien aurinkosähköön ja verkkoon kytkentään vaikuttavia kohtia esitettiin luvussa 2. SFS 6000-5-55 mukaan verkkoon kytkettävän generaattorilaitteisto pitää asentaa asennuksen kaikkien ryhmäjohtojen syötön puolelle tai yhden ryhmäjohtoon kaikkien suojalaitteiden kuormituksen puolelle, jolloin pitää täyttää lisävaatimuksia. SFS 6000-7-712 mukaan invertteri kytketään rakennuksen pääkeskukseen ylivirtasuojalla varustettuna. Invertteri tulee saada erotettua tasa- ja vaihtosähköosista mahdollisten huoltojen takia ja sen luokse tulee olla vapaa pääsy. Aurinkosähköjärjestelmää pidetään kuormituksena ja jakeluverkkoa tehonlähteenä erotus- ja kytkentälaitteita asennettaessa. Suojaavien potentiaalintasausjohtimien tulee olla kaapeleiden rinnalla mahdollisimman lähellä. [34]

Verkkoon syötettävän sähkön vaatimukset on esitetty standardissa SFS-EN 50160. Näitä ominaisuuksia ovat jatkuvat ominaisuudet (verkkotaajuus, jännitetasen vaihtelut, nopeat jännitemuutokset, epäsymmetria, harmoniset ja epäharmoniset yliaaltojännitteet ja signaalijännitteet) ja jännitehäiriöt (käyttökeskeytykset, jännitekuopat ja transienttiylijännitteet) [38]. Keskeisimmät vaatimukset liittyvät sähkön taajuuteen ja jännitetasoon. SFS-EN 50160 mukaisesti sähkön laadun tulee liitântäkohdassa olla aina yleisen jakelu-jännitteen ominaisuuksien rajoissa.

Aurinkosähköjärjestelmän suojauksessa tulee ottaa huomioon erikseen tasa- ja vaihtosähköosat. Tasasähköosa suositellaan SFS 6000-7-712 mukaan suojaamaan luokan II laitteilla (peruseristuksen lisäksi lisäeristys). Paneeliketjukaapeleista, paneelistokaapeleista ja tasajännitepääkaapeleista voidaan jättää ylikuormitussuojaus pois, mikäli kaa-



peleiden jatkuva kuormitettavuus on vähintään 1,25 kertaa  $I_{scSTC}$  (oikosulkuvirta STC-olosuhteissa). Vaihtosähköosassa tulee olla syötön automaattinen poiskytkentä. Vikavirtasuojan tulee olla B-tyyppiä, mikäli järjestelmässä ei ole vähintään yksinkertaista eristystä tasa- ja vaihtosähkö osien välillä. Syöttökaapeli on suojattava ylivirtasuojalla. Kuvassa 26 on esitetty esimerkki aurinkosähköjärjestelmän suojauksesta ja verkkoon kytkemisestä [36].



**Kuva 26.** Aurinkosähköjärjestelmän suojaus ja verkkoon kytkentä [36]

Kuvan mukainen asennus täyttää SFS 6000-7-712 vaatimukset rakennuksen aurinkosähköjärjestelmän verkkoon kytkennälle. Aurinkopuistossa invertteri kytketään muuntajan kautta keskijännitekojeistoon ja edelleen jakeluverkkoon. SFS 50438 listaa liitäntälaitteen suojausasettelu arvot, jotka on esitetty taulukossa 6. Taulukossa  $U_n$  on nimellisjännite [36].

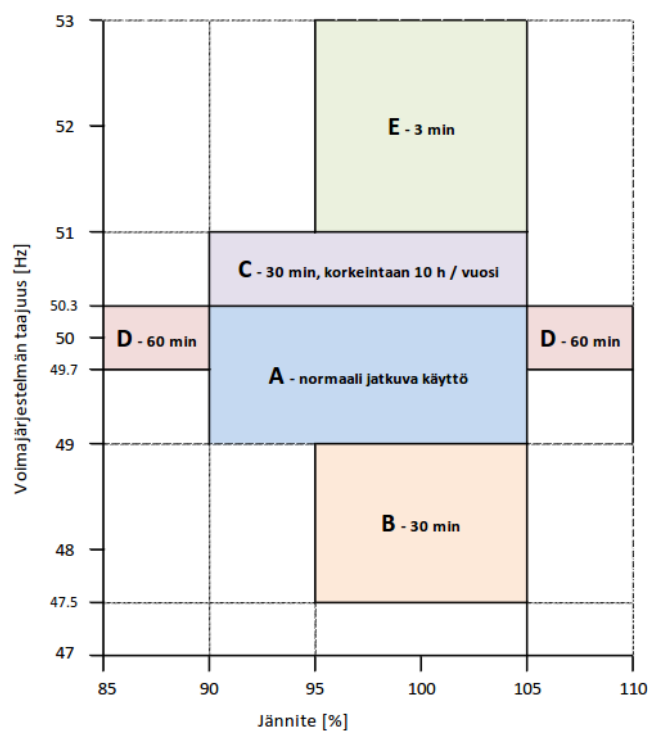
**Taulukko 6.** Suojalaitteiden oletusasettelut [36]

	Toiminta-aika	Asetteluarvo
Ylijännite	0,2 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	0,2 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51,5 Hz
Alitaajuus	0,2 s	47,5 Hz
Saarekekäyttö	$\leq 5$ s	

Taulukossa olevia suojausasetteluarvoja voidaan käyttää enintään 100 kVA järjestelmiin. Mikäli järjestelmä irtoaa verkosta, se saa kytkeytyä takaisin kun jännite- ja taa-

juusarvot ovat palautuneet sallittuihin rajoihin ja pysyneet niissä vähintään 60 sekuntia. Suuremmille järjestelmille suojausasettelut tulee laskea tapauskohtaisesti. [42]

Yli 100 kVA järjestelmille Energiateollisuus ry on antanut erillisen lisäohjeistuksen. Voimalaitoksen suojaus tulee toimia siten, että se pysyy kuvassa 27 esitettyjen 30 minuutin tai pidemmän ajan taajuus- ja/tai jänniterajoissa (toiminta-alueet A-D). Suojauksen toiminta-ajoista tulee sopia verkonhaltijan kanssa [42].



**Kuva 27.** Taajuus- ja jännitealueet yli 100 kVA tuotantolaitokselle [42]

Kuvassa näkyvillä kaikilla toiminta-alueilla yli 500 kVA järjestelmän tulee pystyä jatkamaan toimintaansa normaalisti tai tilapäisesti esitetyn ajan mukaisesti. Lisäksi yli 500 kVA järjestelmällä tulee olla loistehokapasiteettia. Yli 10000 kVA tuotantolaitokselta edellytetään toiminnallisuuksia pätötehonsäätöön [42]. Yli 10000 kVA järjestelmien vaatimuksia esitetään tarkemmin Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa [43].

Jakeluverkon haltijat käyttävät yleisesti edellä esitettyä Energiateollisuus ry:n antamaa ohjeistusta. Jakeluverkon haltijan vaatimukset kannattaa kuitenkin tarkistaa ennen hankkeen aloittamista.

## 4.4 Käyttöönotto

Sähkölaitteistoille on sähköturvallisuuslain mukaan tehtävä käyttöönottotarkastus, jossa selvitetään, ettei siitä aiheudu vaaraa tai häiriötä. Työ- ja elinkeinoministeriö voi lisäksi määrätä sähkölaitteistolle varmennustarkastuksen ennen käyttöönottoa [29].

Aurinkosähköjärjestelmien tarvittavasta dokumentaatiosta ja käyttöönottotarkastuksista on kerrottu standardissa SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät. Järjestelmän dokumentaatiovaatimukset on esitetty taulukossa 7 [39].

**Taulukko 7. Aurinkosähköjärjestelmän dokumentaatio [39]**

Aurinkosähköjärjestelmän dokumentointivaatimukset	
Järjestelmän tiedot	a) järjestelmän perustiedot b) järjestelmän suunnittelija c) järjestelmän asentaja
Johdotuskaavio	Yksiviivainen esitystapa sisältäen: a) aurinkosähköpaneeliston yleiset määrittelyt b) paneeliketjun tiedot c) vaihtosähköjärjestelmä d) maadoitus ja ylijännitesuojaus
Paneeliketjun kokoonpano	Kokoonpanopiirustus koko paneelistosta ja sen osista jaettuna paneeliketjuihin
Datalehdet	a) aurinkosähköpaneelityypistä b) Inverttereistä
Mekaanisen suunnittelun tiedot	Kiinnitysjärjestelmän datalehdet
Hätätilannejärjestelmät	Palovaroitimet, palonilmaisu- ja paloilmoitusjärjestelmä jne. a) suunnittelutiedot b) käyttöohjeet
Käyttö- ja kunnossapitotiedot	Käyttöön ja kunnossapitoon liittyvät tiedot
Testitulokset ja käyttöönottoon liittyvät tiedot	a) käyttöönottotarkastuksen tulokset b) käyttöönottestien tulokset

Taulukon mukainen dokumentaatio on minimivaatimus, joka pitää tehdä asennusten yhteydessä ja toimittaa tilaajalle. Tämä dokumentaatio varmistaa, että järjestelmän käyttäjällä, tarkastajalla ja kunnossapitohenkilökunnalla on käytössään tärkeimmät tiedot järjestelmästä. Verkonhaltijalle toimitettava dokumentaatio alle 100 kVA järjestelmästä tulee sisältää seuraavat tiedot:

- laitoksen tyyppi, nimellisteho ja -virta sekä oikosulkuvirta
- invertterin tyyppitiedot
- suojauksen asetteluarvot ja toiminta-ajat
- saarekekäytön eston toteutus (menetelmä ja toiminta-aika).

Yli 100 kVA järjestelmästä verkonhaltijalle toimitettava dokumentaatio on laajempaa ja tulee sisältää:

- voimalaitoksen rakenne ja sijainti

- muuntajan/muuntajien tekniset tiedot
- voimajärjestelmätekniiset tiedot
- voimalaitoksen ominaisuudet
- suojaustiedot
- käyttöönottodokumentit
- muu dokumentaatio (laskentamallit).

Dokumentaatiota tulee soveltaa verkonhaltijan kanssa tapauskohtaisesti [42]. Yli 10000 kVA järjestelmien dokumentaatio esitetään tarkemmin Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniisissä vaatimuksissa [43].

Taulukossa 8 on esitetty tarkemmin taulukossa 6 käyttöönottotarkastuksen ja -testauksen vaatimukset [39].

**Taulukko 8. Aurinkosähköjärjestelmän tarkastus ja testaus [39]**

Aurinkosähköjärjestelmän tarkastuksen ja testauksen vaatimukset	
Aistinvarainen tarkastus	a) tasasähköjärjestelmän asennukset b) tasasähköjärjestelmän suojaus sähköiskuilta c) tasasähköjärjestelmän suojaus eristysvikojen vaikutuksilta d) tasasähköjärjestelmän ylivirtasuojaukset e) tasasähköjärjestelmän maadoitukset ja potentiaalintasaus f) tasasähköjärjestelmän salama- ja ylijännitesuojaukset g) tasasähköjärjestelmän sähkölaitteiden valinta ja asentaminen h) vaihtosähköjärjestelmä i) merkinnät ja tunnistaminen
Testaus	Kategoria 1 (vähimmäisvaatimukset) a) suojamaadoitusjohtimien ja/tai potentiaalintasausjohtimien jatkuvuuden testaus b) napaisuuden testaus c) paneeliketjun liitäntäkeskuksen testit d) paneeliketjun avoimenpiirin jännitteen mittaus e) paneeliketjun virran mittaus f) toiminnalliset testit g) aurinkosähköpaneeliston eristysresistanssin mittaus Kategoria 2 (suuret ja monimutkaiset järjestelmät) a) paneeliketjun virta-jännite-käyrän määrittäminen b) paneeliston tutkiminen lämpökameralla Täydentävät testit (asiakkaan pyynnöstä) a) jännite maahan nähden b) estodioditesti c) aurinkosähköpaneeliston eristysresistanssin mittaus määritellyissä olosuhteissa d) varjojen arviointi



Taulukon mukaisille tarkastuksille ja testeille on yksityiskohtaiset ohjeet standardissa SFS-EN 62446-1 ja sen liitteissä mallit käyttöönottoraporteille [39].

Yli 500 kVA järjestelmille tulee käyttöönoton yhteydessä varmentaa seuraavat ominaisuudet:

- tuotantolaitoksen käynnistyksen ja pysäyttämisen vaikutus hetkellisesti jännite-tasoon
- suurimman tuotantotehon todentaminen
- vaatimusten mukaisen loistehokapasiteetin todentaminen
- kyky ylläpitää pitää loisteho vakiona esitettyjen vaatimusten mukaisesti
- loisteho- ja mahdollisen vakiojännitesäädön toiminta ja toimintapisteen muutos ilman merkittäviä, äkillisiä muutoksia
- sähkön laatu. [42]

Yli 10000 kVA järjestelmien käyttöönottokokeita esitetään tarkemmin Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa [43].

## 4.5 Kunnossapito

Rakennusyhtiö voi aurinkosähköjärjestelmän luovutuksen jälkeen sopia asiakkaan kanssa myös sen kunnossapidosta tai avustaa sen järjestämisessä. Kunnossapitoon kuuluvat huoltotyöt sekä kunnossapitotarkastus ja siinä huomattujen vikojen korjaukset.

Aurinkosähköjärjestelmä vaatii vähäistä huoltoa. Likaisia paneeleita voidaan pestä vedellä ja niiden päältä voidaan poistaa roskat ja lumi tuotannon parantamiseksi [28]. Suomen olosuhteissa sadevesi puhdistaa paneeleita tehokkaasti ja lumi liukuu sulaessaan pois niiden päältä, jolloin edellä mainittuja huoltotoimenpiteitä ei juurikaan tarvita.

Aurinkosähköjärjestelmän kunnossapitotarkastus tehdään vastaavalla tavalla kuin käyttöönottotarkastus. Tarkastuksen tekee valtuutettu tarkastuslaitos tai tarkastaja. Tarkastusvälin tulee olla enintään yhtä pitkä kuin sen vaihtosähkölaitteiston, johon aurinkosähkölaitteisto on kytketty [39]. Sähköturvallisuuslain mukaan luokan 1 ja 2 sähkölaitteistoille (pois lukien asuinrakennukset) määräaikaistarkastus tulee tehdä kymmenen vuoden välein ja luokan 3 laitteistoille viiden vuoden välein. Luokan 3 sähkölaitteistolla tarkoitetaan jakelu- ja siirtoverkkoja, jolloin aurinkosähköjärjestelmän määräaikaistarkastuksia tulisi siis enintään tehdä kymmenen vuoden välein [29]. Aurinkopuistoille suositellaan vuosittaisia ja viiden vuoden välein tehtäviä tarkastuksia [68].

Järjestelmän kunnossapito on vähäistä ja rakennusyhtiön näkökulmasta se on pääosin alihankintaa. Tällöin sen tarjoamisen kannattavuutta tulee tarkastella.

## 5. AURINKOSÄHKÖN KAUPALLISTAMINEN

Aurinkosähkön kaupallistamista rakennusyhtiössä tutkitaan tässä luvussa markkina-analyysin ja kahden esimerkkitapauksen avulla. Markkina-analyysissä selvitetään yrityksen vahvuudet, heikkoudet, mahdollisuudet ja uhat aurinkosähkömarkkinoilla SWOT-analyysillä ja tutkitaan markkinoiden kokoa sekä rakennusyhtiön osuutta seuraavan kymmenen vuoden aikana. Esimerkkitapausten tavoitteena on selvittää, millaiset mahdollisuudet rakennusyhtiöllä on kaupallistaa aurinkosähkö erilaisissa hankkeissaan.

Case 1: Uudisrakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmä on tarkoitus esittää tilannetta, jossa rakennusyhtiö toteuttaa järjestelmän joko asiakkaan toiveesta tai rakennusyhtiö esittää sen rakentamista asiakkaalle. Rakennusyhtiö voi käyttää järjestelmää esimerkiksi parantaakseen rakennuksen energiatehokkuutta tai luodakseen lisäarvoa asiakkaalle esimerkiksi taloudellisesti ja imagollisesti. Kuvassa 28 havainnollistava esimerkki, miltä lopputulos voisi näyttää [71].



**Kuva 28.** Ilmarisen toimistorakennuksen aurinkosähköjärjestelmä [71]

Helsingissä Ilmarisen toimistorakennuksen katolle on asennettu 200 kW aurinkosähköjärjestelmä, jonka teho on samaa suuruusluokkaan ensimmäisen esimerkkitapauksen kanssa.

Case 2: 900 kW aurinkopuisto on tarkoitus esittää tilannetta, jossa aurinkopuisto liitetään sähköaseman kautta keskijänniteverkkoon, jonne se syöttää kaiken tuottamansa sähkön. Tällaisessa tilanteessa rakennusyhtiö liittyy aurinkopuiston rakentamisen tar-

jouskilpailuun. Rakennusyhtiö voi myös esittää asiakkailleen puiston rakentamista, etenkin mikäli on huomattu asiakkaalla olevan kiinnostusta aurinkovoimaan. Tässä rakennusyhtiö voi käyttää apunaan aikaisempia hankkeita, kuten esimerkiksi tuulipuistoja. Kuvassa 29 havainnollistava esimerkki, miltä lopputulos voisi näyttää [72].



***Kuva 29. Mäkelänkankaan aurinkopuisto[72]***

Haminaan Mäkelänkankaan tuulipuiston läheisyyteen on rakennettu 720 kW aurinkopuisto, jonka teho on samaa suuruusluokkaa toisen esimerkitapauksen kanssa.

Esimerkitapauksissa selvitetään hankkeiden toimitussisältö, kannattavuus, suunnitelmat ja toteutus rakennusyhtiön näkökulmasta. Esimerkitapauksia varten selvitetään toimituksen kokonaishinta ja pyritään vertailemaan sitä muihin toimijoihin. Suunnitelmat ja toteutus tehdään luvun 4 mukaisesti.

## **5.1 Markkina-analyysi**

Aurinkosähkön kaupallistamisen edellytyksiä NCC:llä on selvitetty tässä työssä tehdyllä SWOT-analyysillä taulukossa 9.

**Taulukko 9. SWOT-analyysi aurinkosähkön kaupallistamisesta NCC:llä**

<b>Vahvuudet</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Yrityksen strategia ja arvot tukevat kestävä kehityksen mukaisia ratkaisuja</li> <li>- Kokemus uusiutuvan energian hankkeista</li> <li>- Laajat asiakas-, urakoitsija- ja tavarantoinnattajaverkostot</li> <li>- Monialainen osaaminen, kuten infrastruktuuri- ja talonrakentaminen</li> <li>- Projektinjohtaminen</li> <li>- Kansainvälinen ja tunnettu rakennusyritys</li> </ul>	<b>Heikkoudet</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vähän kokemusta aurinkosähköprojekteista</li> <li>- Yrityksen vähäinen tunnettavuus energia-alalla</li> </ul>
<b>Mahdollisuudet</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Yksiköiden välinen yhteistyö</li> <li>- Pohjoismaiden välinen yhteistyö</li> <li>- Uudenlaisten asiakkuuksien hankinta</li> <li>- Tunnettavuuden lisääminen uusiutuvan energian alalla</li> <li>- Suomalaisten energia-asenteet aurinkosähköä kohtaan ovat erittäin suotuisat</li> </ul>	<b>Uhat</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sähkön matala hinta ja sen hidas kasvu tulevaisuudessa</li> <li>- Epäsuotuisat poliittiset päätökset esimerkiksi aurinkosähkön tukemisesta</li> <li>- Aurinkosähkön kiinnostavuus taloudellisesti kannattavana investointina</li> </ul>

SWOT-analyysin perusteella rakennusyhtiöllä on hyvät edellytykset aurinkosähkön kaupallistamiseen. Heikkouksia voidaan kehittää keräämällä kokemusta aurinkosähköprojekteista ja markkinoimalla aurinkosähköä asiakkaille, joihin tämä työ antaa tukea. Selkeänä mahdollisuutena on yksiköiden ja Pohjoismaiden välinen yhteistyö, jolloin rakennusyhtiö voisi markkinoida aurinkosähköä omiin projekteihinsa, kuten erityisesti talonrakentamisen hankkeisiin. Uhkien vuoksi aurinkosähkömarkkinoiden kasvu voi olla odotettua hitaampaa, jolloin rakennusyhtiön ei välttämättä kannata perustaa erillistä organisaatiota aurinkosähkön rakentamista varten, vaan toteuttaa sitä esimerkiksi samassa yksikössä kuin tuulivoimarakentamista.

Aurinkosähkön potentiaalisia markkinoita seuraavalle kymmenen vuodelle on tarkasteltu taulukossa 10. Tarkastelu perustuu alarajoiltaan markkinoiden maltilliseen kehitykseen, jonka perusteella aurinkosähkön tuotanto Suomessa olisi 1 TWh vuonna 2030, ja ylärajoiltaan suotuisaan kehitykseen, jonka perusteella aurinkosähkön tuotanto olisi 2 TWh vuonna 2030. Järjestelmän kokoluokkia on arvioitu energiaviraston vuonna 2015 tekemän kyselyn perusteella [70].

**Taulukko 10.** Aurinkosähkön markkinat

Aurinkosähkömarkkinoiden suuruus	NCC:n osuus markkinoista
2017: 15 milj. €	< 1 %
2022: 27-40 milj. €	3-5 % (0,8-2 milj. €)
2027: 70-120 milj. €	5-7 % (3,5-8,4 milj. €)
Järjestelmän koko	Osuus markkinoista 2017
< 15 kW	23 %
15-100 kW	55 %
> 100 kW	22 %

Rakennusyhtiön markkinaosuus perustuu siihen, että se asentaa aurinkosähköjärjestelmiä omiin jo toteutuneisiin tai rakenteilla oleviin hankkeisiinsa sekä on myöhemmin mukana rakentamassa aurinkopuistoja. Suurin markkinaosuus arvioidaan olevan kotimaisilla paneelitoimittajilla (> 50 %), joiden jäljessä tulevat suuret sähkö- ja energia-alan yritykset (30 %) sekä pienemmät järjestelmien kokonaistoimittajat (< 20 %). Arviot perustuvat aurinkosähkömarkkinoilla toimivien yritysten taloustietoihin. Suurien järjestelmien (> 100 kW) osuus markkinoista arvioidaan kasvavan merkittävästi tulevaisuudessa, sillä yli 1 MW aurinkopuistoja on suunnitteilla ja rakenteilla useampia.

Markkina-analyysin perusteella aurinkosähkömarkkinoiden odotetaan kasvavan merkittävästi lähitulevaisuudessa, mutta sen suuruus jäänee 10 vuoden tarkasteluvälillä vielä noin 100 miljoonaan euroon. NCC:n strategiasta riippuen se voi tyytyä noin 5 % markkinaosuuteen, jolloin se asentaisi aurinkosähköjärjestelmiä pääasiassa omiin toteutuneisiin tai rakenteilla oleviin hankkeisiinsa tai pyrkiä kasvattamaan sitä markkinoimalla aurinkosähköä myös muihin kohteisiin. Tällöin haasteena on pääseminen muiden rakennusyhtiöiden projekteihin ja toimintatapojen soveltuminen eri tilaajien toimintamalleihin. Esimerkiksi osa uusiutuvan energian rakennuttajista voi tehdä suunnitelmat ja materiaalitulaukset itse, jolloin jäljelle jäävä työosuus on pieni.

## 5.2 Case 1: Uudisrakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmä

Uudisrakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmä valittiin esimerkkitapaukseksi, sillä se on suuruusluokaltaan sellainen järjestelmä, joita keskimäärin asennetaan esimerkiksi toimistorakennuksiin. Järjestelmän mitoitusta selvennetään luvussa 5.2.3. Tästä esimerkkitapauksesta saa hyvän kuvan, miten rakennuksen katolle asennettava aurinkosähköjärjestelmä toteutetaan.

Esimerkkitalon lähtökohtana on Tampereella sijaitseva uudisrakennuskohde, jota ei kuitenkaan konkreettisesti ole olemassa. Järjestelmä asennetaan kohteen katolle ja kytketään pääkeskukseen.

### 5.2.1 Toimitussisältö

Katolle asennettavan 100 kW aurinkojärjestelmän toimitussisältöön kuuluvat

- suunnittelu
- asennustyöt
- materiaalitöimitukset
- projektinjohto.

Suunnitteluun sisältyy järjestelmään liittyvä selvitystyö, suunnitelmat järjestelmän koosta, sijainnista, käytettävistä materiaaleista ja toteutuksesta sekä dokumentaatio. Asennustöihin sisältyy paneelien asentaminen katolle ja sähköisten kytkentöjen tekeminen. Materiaalitöimituksiin sisältyvät aurinkopaneelit, invertterit, asennusjärjestelmä, kaapelit ja muu pienmateriaali. Projektinjohtoon sisältyy resurssien organisointi ja hallinta.

Rakennusyhtiön itse toimittamalle 100 kW aurinkosähköjärjestelmälle laskettiin hinnaksi 100000–120000 € (ALV 0%). Tehoon suhteutettuna tämä tarkoittaa 1,0–1,2 €/W. Yksityiskohtaisia laskelmia ei esitetä tässä työssä, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.

### 5.2.2 Kannattavuus

Verkkoon kytkettyjen noin 100 kW aurinkosähköjärjestelmien kokonaistoimituksen hintataso vuonna 2016 oli noin 1,05–1,35 €/W. Hinta sisältää teknisen järjestelmän ja sen asennuksen [73]. Edellisen luvun laskelmien perusteella rakennusyhtiö pystyy itse toimittamaan aurinkosähköjärjestelmän tähän hintaan. Järjestelemien toimittaminen asiakkaille olisi siis rakennusyhtiölle kannattavaa ja tällöin mahdollisesti välttyttäisiin tilaamasta niitä kokonaistoimituksena ulkopuoliselta toimijalta.

Selvitetään projektin kannattavuus myös tilaajan näkökulmasta, jotta nähdään miten paljon aurinkosähköllä on potentiaalia rakennuksiin asennettuina. Taloudellista kannattavuutta voidaan käyttää myös markkinoinnin tukena. Taulukossa 11 on esitetty LCOE-hintalaskelma, jonka perusteella on laskettu järjestelmän energian tuotantohinta. Tämän perusteella on edelleen määritetty järjestelmän takaisinmaksuaika. Aurinkosähköjärjestelmän hankintahintana on laskelmassa käytetty 1,1 €/W, vuosituottona 850 kWh/kW, käyttöikä 30 vuotta ja ylläpitokustannuksina 0,005 €/kWh.

**Taulukko 11.** Rakennuksen 100 kW järjestelmän LCOE-hintalaskelma [73]

LCOE-hintalaskelma	Yksikkö
Aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta	1100 €/kWp
Järjestelmän koko	100 kW
Järjestelmäinvestointi	110000 €
Vuosituotto (Etelä-Suomi)	850 kWh/kW
Energiajärjestelmän pitoaika	30 a
Aurinkosähkövoimalan vuosituotanto	85000 kWh
Aurinkosähköjärjestelmän ylläpitokustannukset sis. invertterin vaihdon ja huoltotarkastukset	0,005 €/kWh
Aurinkosähkön LCOE-tuotantohinta	0,048 €/kWh
Investointituen osuus alkuinvestoinnista, %: TEM:n energiatuki aurinkosähköhankkeille 25% v. 2017	25 %
Investointituen arvo	27500 €
Tuettu LCOE-tuotantohinta	0,037 €/kWh
Sähkönhintaa, yritysasiakkaat	0,08 €/kWh
Korvattu ostosähkö	6800 €/a
Takaisinmaksuaika	16,2 a

Järjestelmän tuetuksi LCOE-tuotantohinnaksi laskettiin 0,037 €/kWh ja takaisinmaksuajaksi tällä perusteella noin 16 vuotta. Tämä tarkastelu ei kuitenkaan anna vielä todellista kuvaa järjestelmän takaisinmaksuajasta, sillä siinä ei ole huomioitu rahan arvon heikkenemistä, sähkön hinnan nousua tai järjestelmän tuotannon vähenemistä ajan kuluessa.

Inflaatiota eli rahan arvon heikkenemistä voidaan arvioida diskonttauskertoimella, jonka avulla kaikki menot ja tulot voidaan muuttaa nykyarvoksi. Mikäli nettonykyarvo on positiivinen, voidaan investoinnin sanoa olevan kannattava. Diskonttauserroin voidaan laskea kaavalla

$$D = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (2)$$

jossa  $r$  on sisäinen korkokanta ja  $t$  tarkasteltava vuosi [74].

Taulukon 12 mukaisessa tarkastelussa on huomioitu inflaatio, sähkön hinnan nousu ja järjestelmän tuotannon väheneminen. Järjestelmän mahdollista jäännösarvoa ei ole huomioitu laskelmassa. Rahan arvon heikkeneminen on laskettu 5 % sisäisellä korkokannalla, sähkön hinnan nousun oletetaan olevan 3 % vuodessa ja tuotannon vähenemisen 0,5 % vuodessa. Kassavirta-sarakkeessa on huomioitu sähkö hinnan nousu ja tuotannon väheneminen, jonka jälkeen ne on kerrottu diskonttauskertoimella ja on saatu kassavirran nykyarvo.

**Taulukko 12.** *100 kW järjestelmän kannattavuuslaskelma nettonykyarvomenetelmällä [74]*

Vuosi	Diskonttauskerroin	Kassavirta	Nykyarvo	Kumulatiivinen
0	1	-110000	-110000	-110000
1	0,952	6800,0	6476,2	-103523,8
2	0,907	6969,0	6321,1	-97202,7
3	0,864	7142,2	6169,7	-91033,1
4	0,823	7319,6	6021,9	-85011,2
5	0,784	7501,5	5877,6	-79133,5
6	0,746	7687,9	5736,9	-73396,7
7	0,711	7879,0	5599,5	-67797,2
8	0,677	8074,8	5465,3	-62331,9
9	0,645	8275,4	5334,4	-56997,5
10	0,614	8481,1	5206,7	-51790,8
11	0,585	8691,8	5081,9	-46708,9
12	0,557	8907,8	4960,2	-41748,6
13	0,530	9129,2	4841,4	-36907,2
14	0,505	9356,1	4725,4	-32181,8
15	0,481	9588,6	4612,3	-27569,5
16	0,458	9826,8	4501,8	-23067,8
17	0,436	10071,0	4394,0	-18673,8
18	0,416	10321,3	4288,7	-14385,1
19	0,396	10577,8	4186,0	-10199,1
20	0,377	10840,6	4085,7	-6113,4
21	0,359	11110,0	3987,9	-2125,5
22	0,342	11386,1	3892,3	1766,8
23	0,326	11669,1	3799,1	5565,9
24	0,310	11959,0	3708,1	9274,0
25	0,295	12256,2	3619,3	12893,3
26	0,281	12560,8	3532,6	16425,9
27	0,268	12872,9	3448,0	19873,9
28	0,255	13192,8	3365,4	23239,3
29	0,243	13520,6	3284,8	26524,1
30	0,231	13856,6	3206,1	29730,2
		Yhteensä	29730,2	

Investointi on kannattava, sillä nettonykyarvojen summa on positiivinen (29730,2 €). Takaisinmaksuaika tällä menetelmällä laskettuna on kuitenkin noin 22 vuotta, mikä nähdään taulukon kumulatiivisesta summasta. Sähkön hintakehityksen vaikutuksia voidaan tarkastella tekemällä vastaava laskenta, mutta sähkön hinnan vuotuisesti nousuksi oletetaan ensin 1 % ja sen jälkeen 5 %. Sisäinen korkokanta on edelleen 5 % ja tuotannon vähenemä 0,5 vuodessa. Laskelmat on esitetty liitteessä A. Sähkön hinnan noustessa vuotuisesti 1 %, saadaan nettonykyarvoksi 442,1 euroa ja takaisinmaksuajaksi noin 30 vuotta. Sähkön hinnan noustessa vuotuisesti 5 %, saadaan nettonykyarvoksi 70835,7 euroa ja takaisinmaksuajaksi noin 18 vuotta. Sähkön hintakehityksen nähdään siis olevan merkittävässä osassa kun tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmien kannattavuutta.



Sisäistä korkokantaa voidaan arvioida laskemalla se korkokanta, jolla kassavirtojen nykyarvojen summaksi tulee 0. Tällä korkokannalla voidaan arvioida, kuinka monen prosentin tuottoasteen investointi antaa pääomalle [74]. Sähkön hinnan nousun oletetaan olevan 3 % vuodessa ja tuotannon vähenemisen 0,5 % vuodessa. Tällöin taulukkoa 11 iteroimalla sisäiseksi korkokannaksi saadaan 6,94 %, joka on kohtuullinen tuotto sijoitukselle [74]. Tässä laskelmassa ei ole huomioitu järjestelmän mahdollista jäännösarvoa.

Aurinkosähköjärjestelmät kiinnostaisivat taloudellisesti, mikäli niiden takaisinmaksuaika olisi alle 10 vuotta. Tähän ei nykyhetken järjestelmähinnoilla päästä, kuten kannattavuuslaskelmista huomattiin. Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa tehdyn tutkimuksen mukaan katolle asennetun aurinkosähköjärjestelmän hinta vuonna 2030 on arviolta 0,7 €/W [11]. Tällöin sähkön hinta on vuotuisen 3 % hinnan nousun perusteella 0,12 €/kWh yritysasiakkaille. Taulukon 9 mukaiset laskelmat toistamalla takaisinmaksuajaksi saadaan noin 7 vuotta ja nettonykyarvomenetelmällä noin 12 vuotta. Tällöin aurinkosähköjärjestelmät voisivat siis olla asiakkaille taloudellisesti kiinnostavia sijoituksia.

Taloudellisen kannattavuuden lisäksi asiakkaille on usein myös muita syitä aurinkosähköjärjestelmien hankintaan. Asiakkaille rakennuksen aurinkosähköjärjestelmää voitaisiin taloudellisen kannattavuuden lisäksi markkinoida myös seuraavilla perusteilla:

- positiivisen imagon luominen
- sähkön hinnan turvaaminen
- energiatehokkuuden ja omavaraisuuden parantaminen
- hiilijalanjäljen pienentäminen
- rakennuksen markkina-arvon kasvattaminen.

Tulee huomata, että edellä mainitut argumentit vaikuttavat välillisesti myös järjestelmän taloudelliseen kannattavuuteen, mutta niiden vaikutuksia on vaikea arvioida. [17, 28]

### 5.2.3 Suunnitelmat

Toimitussisällön mukaisesta aurinkosähköjärjestelmästä tehdään alustavat suunnitelmat. Suunnitelmia päivitetään toteutusvaiheen edetessä, mikäli sille nähdään tarvetta.

Suunnitelmissa oletetaan, että uudisrakennuksen sähkön kulutus vastaa suurin piirtein luvussa 4 kuvassa 18 esitettyä toimistorakennuksen sähkönkulutusta. Tällöin kaiken aikaa päällä oleva pohjakuorma heinäkuussa oli noin 100 kW, jonka perusteella järjestelmän teho valitaan sitä vastaavaksi. Kattopinta-alan katsottiin olevan riittävä tämän kokoiselle järjestelmälle ja sen sijoitus rakennuksen katolle esitetään jäljempänä tässä luvussa.

Käytettäväksi aurinkopaneeliksi on valittu Trinasolarin valmistama PD05, joka on esitetty kuvassa 30. Valintakriteereitä ei esitetä tässä työssä, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.



**Kuva 30.** TSM-270 PD05 aurinkopaneeli [75]

Kuvassa on esitetty TSM-270 PD05 aurinkopaneelin STC-suoritusarvot. Näiden arvojen perusteella suunnitellaan järjestelmän keskinäiset kytkennät. Rakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmään suunnitellaan asennettavaksi 368 aurinkopaneelia. Yhden paneelin huipputeho on 270 W, jolloin 368 paneelin järjestelmän teho on 99,4 kW.

Käytettäväksi invertteriksi on valittu ABB:n valmistama TRIO-50.0, joka on esitetty kuvassa 31. Valintakriteereitä ei esitetä tässä työssä, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.

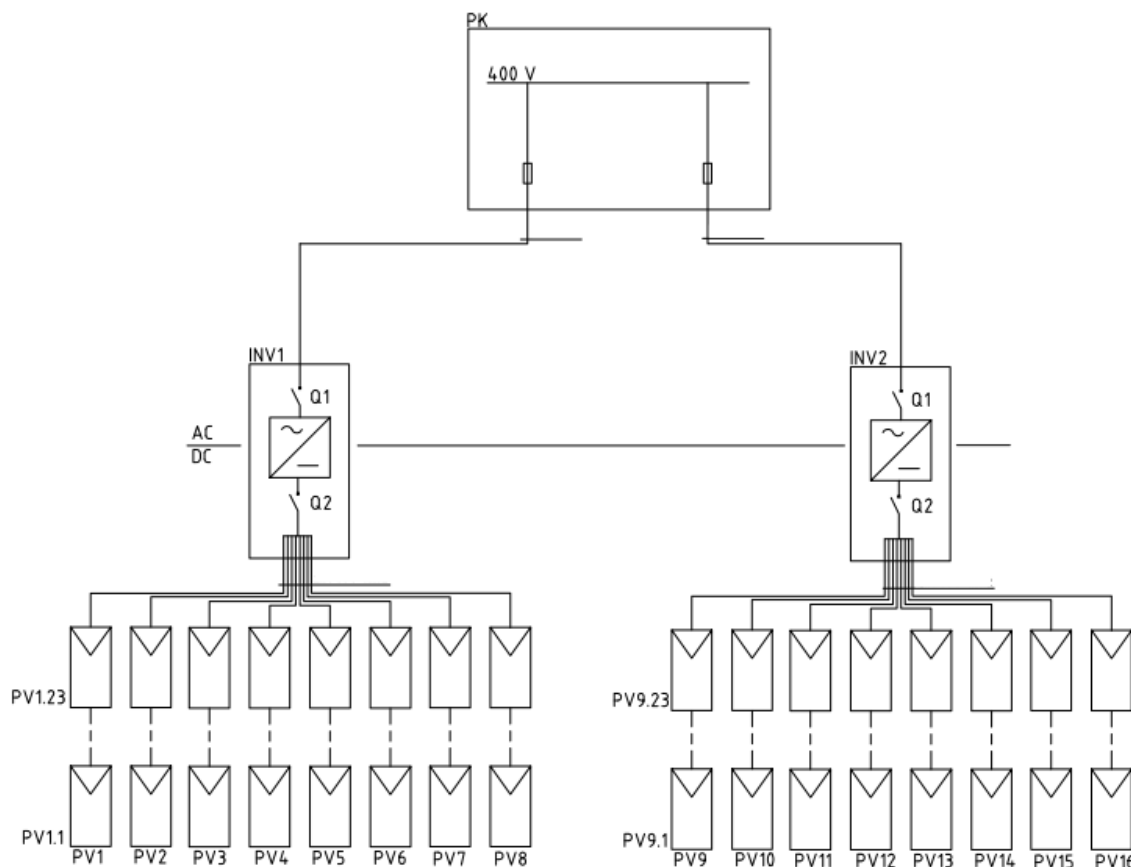


**Kuva 31.** ABB TRIO-50.0 ketjuinvertteri [53]

ABB TRIO-50.0 invertterin AC teho on 50 kW tehokertoimen ollessa 1. DC-jännitealue on 300-950 V ja DC-nimellisjännite 610 V. Invertterin hyötysuhde on tällä jännitealueella noin 98 %, nimellisjännitteellä se on korkeimmillaan 98,4 %. DC-puolen maksimivirta on 110 A ja oikosulkuvirta 160 A [53]. Inverttereitä on suunniteltu asennettavan kaksi kappaletta, jolloin invertterien teho on yhteensä 100 kW. Suomen olosuhteet eivät vastaa STC-olosuhteita, jolloin invertterien tehon ei välttämättä tarvitsisi vastata pa-

neeleiden tehoa. STC-olosuhteisiin verrattuna Suomen olosuhteet ovat sijainnista riippuen noin 10 - 20 % huonommat, jolloin invertterit voitaisiin mahdollisesti mitoittaa tämän verran pienemmiksi [15, 16].

Paneelistojen suunnittelussa tulee huomioida edellisessä kappaleessa esitetyt invertterien jännite- ja virtavaatimukset. Kuvassa 32 on esitetty järjestelmän pääkaavio.



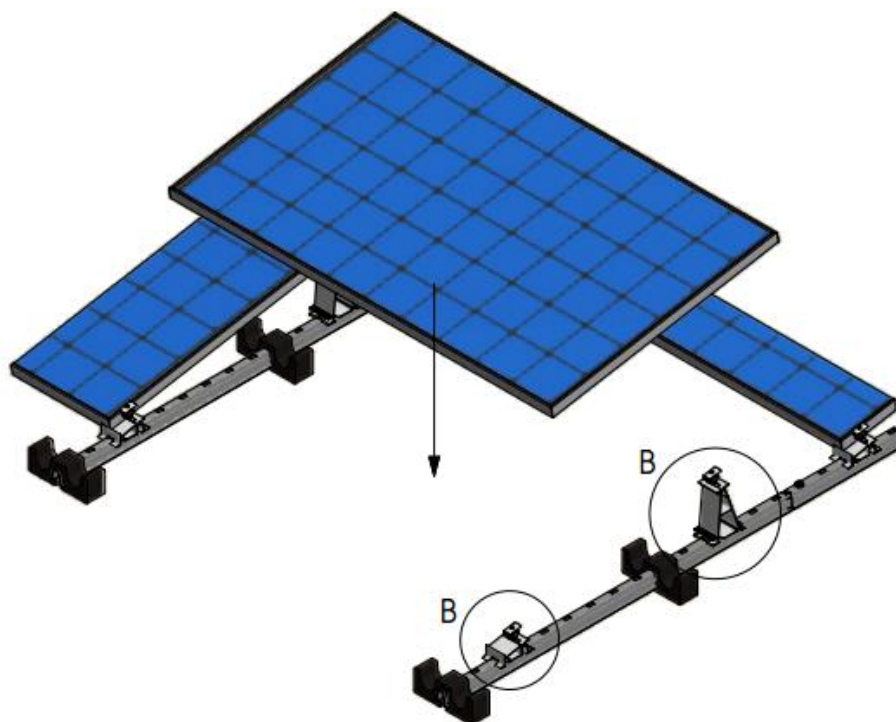
**Kuva 32.** 100 kW aurinkosähköjärjestelmän pääkaavio

Pääkaaviosta nähdään, että aurinkopaneelit on jaettu kahteen paneelistoon, joissa kummassakin on kahdeksan paneeliriviä. Yhdessä paneelirivissä on 23 paneelia. Paneeliston jännite lasketaan sarjaan kytkettyjen paneelien perusteella ja virta rinnankytkettyjen paneelirivien perusteella. Tällöin yhden paneeliston jännite on  $23 \times 30,9 \text{ V} = 710,7 \text{ V}$ , virta  $8 \times 8,73 \text{ A} = 69,8 \text{ A}$  ja oikosulkuvirta  $8 \times 9,18 \text{ A} = 73,4 \text{ A}$ . Nämä arvot täyttävät invertterin vaatimukset.

Aurinkosähköjärjestelmää olisi mahdollista vielä optimoida pienentämällä paneelirivien paneelimäärää, jolloin jännite saataisiin lähemmäksi invertterien nimellisjännitettä. Järjestelmä ei kuitenkaan todellisuudessa toimi STC-olosuhteissa, joiden perusteella paneelien suoritusarvot ilmoitetaan. Tällöin jännitteen noin 10 % ylittäminen voi olla perusteltua.

Paneelistot on yhdistetty invertterin kautta pääkeskukseen. Paneelirivistä, invertteristä ja pääkeskuksen liitynnästä tehdään lisäksi johdotuskaaviot, joita ei esitetä tässä työssä.

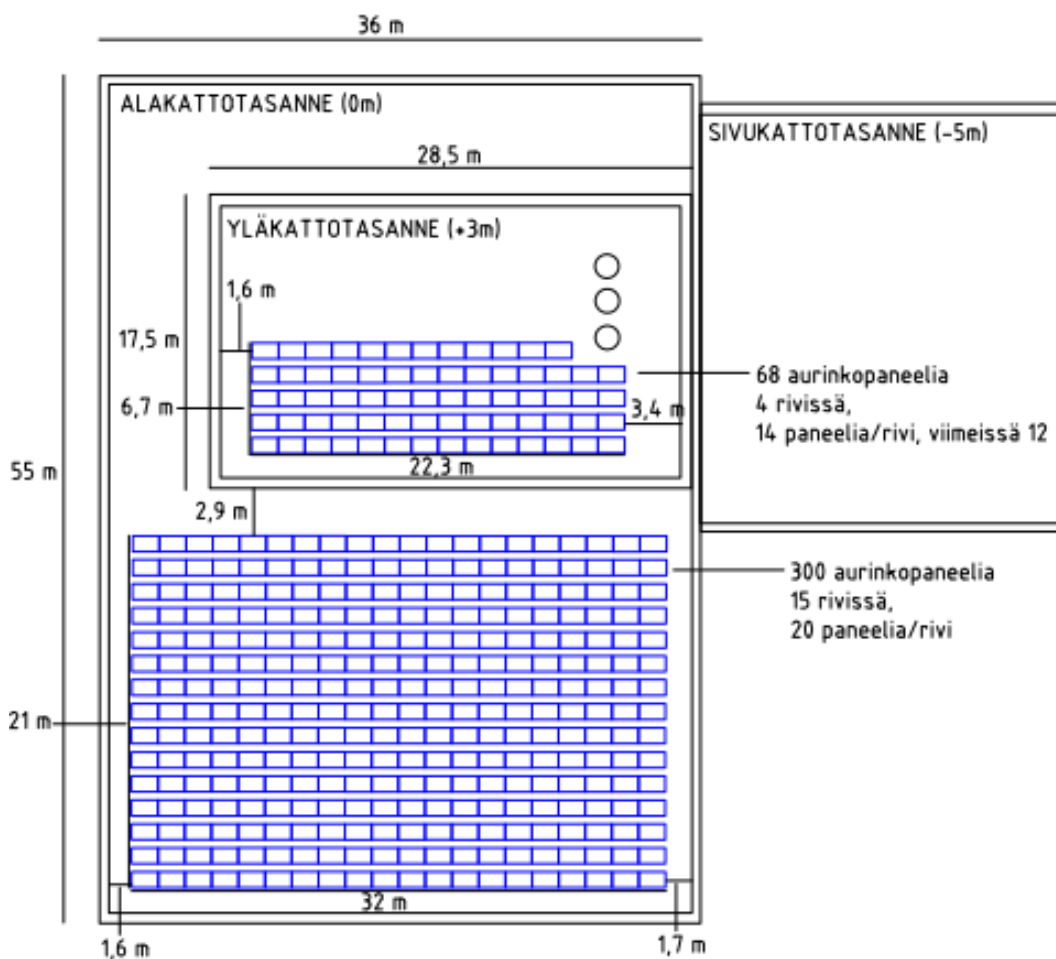
Aurinkosähköjärjestelmä on suunniteltu asennettavaksi katolle Van Der Valkin asennusjärjestelmällä. Asennusjärjestelmää havainnollistava esimerkki on esitetty kuvassa 33.



**Kuva 33.** Van Der Valk asennusjärjestelmä [75]

Asennusjärjestelmä koostuu toisiinsa liitettävistä profiileista, jolloin järjestelmä on helposti muokattavissa kohteeseen sopivaksi. Asennusjärjestelmää ei tasakatolla tarvitse kiinnittää mitenkään ja se ottaa huomioon paneelien keskinäisen varjostumisen. Liikkumattomuuden varmistamiseksi, esimerkiksi tuulen takia, asennusjärjestelmän päälle lisätään painoksi betonilaattoja. Asennusjärjestelmän kallistuskulmaa ei pysty säätämään, jolloin asennuskulmana on noin 20 astetta, joka ei ole optimaalinen (40–50 astetta) Suomen olosuhteisiin. Tällä kallistuskulmalla ei ole kuitenkaan vielä merkittävää vaikutusta tuotantoon. Valmiin asennusjärjestelmän selkeitä etuja ovat kuitenkin sen kustannustehokkuus, asentamisen nopeus ja muokattavuus. Lisäksi asennusjärjestelmä pystytään suunnittelemaan valmistajan sovelluksella, joka laskee muun muassa tarvittavat lisäpainot.

Aurinkosähköjärjestelmän sijoittamisessa katolle tulee huomioida mahdolliset varjostukset. Suunnitelmissa oletetaan, ettei kattopinta-alaa varjosta kuin rakennuksen omat rakenteet. Kuvassa 34 on esitetty järjestelmän sijoitus rakennuksen katolle.



**Kuva 34.** Rakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmän pohjakuva

Paneelit on suunniteltu asennettavaksi rakennuksen ala- ja yläkattotasanteiden eteläpuoliselle alueelle. Tällöin yläkattotasanne ei varjosta alakattotasanteen paneeleita, eivätkä yläkattotasanteen läpiviennit siellä sijaitsevia paneeleita. Invertterit on suunniteltu asennettavaksi tekniseen tilaan, joka sijaitsee heti yläkattotasanteen alla sijaitsevassa tilassa.

Aurinkojärjestelmän suojausasetteluina käytetään luvussa 4.3 taulukossa 6 esitettyjä asetteluarvoja. Asetteluarvot ovat yleensä valmiiksi tehdasasennettuina inverttereissä, mutta ne on hyvä tarkistaa ennen järjestelmän käyttöönottoa.

## 5.2.4 Toteutus

Aurinkosähköjärjestelmä toteutuksen aikataulu on esitetty pääpiirteittäin taulukossa 13. Aloittavaa kuukautta ei ole tarkemmin määritelty, rakennuksen katon tulisi kuitenkin olla ennen asennustöiden aloittamista valmis. Aikataulu on suunniteltu perustuen aikaisempiin rakennusyhtiön tilaamiin aurinkosähköprojekteihin.

**Taulukko 13.** Aurinkosähköjärjestelmän aikataulu

Viikko	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Suunnittelu																
Materiaalitalaukset																
Materiaalioimitukset																
Asennustyöt																
Testaus																
Käyttöönotto																

Projektille on varattu noin 4 kuukautta aikaa. Suunnittelulle on varattu kuukausi, materiaalitilauksille ja -toimituksille 1,5 kuukautta ja töille kohteessa 1,5 kuukautta.

Projektin toteuttaminen aloitetaan selvittämällä suunnitelmakriteerit ja tehdään tarvittavat suunnitelmat. Suunnitelmia on esitetty edellisessä luvussa. Suunnitelmien pohjalta tehdään materiaalitilaukset. Kohteessa tehdään ensin asennusjärjestelmien kokoaminen ja asentaminen katolle valmistajan ohjeiden mukaisesti. Sen jälkeen asennetaan paneelit asennusjärjestelmään ja lopuksi tehdään niiden sähköiset kytkennät. Asennustöiden jälkeen suoritetaan tarvittavat testaukset ja otetaan voimala käyttöön.

Materiaalitilaukset kilpailutetaan tavarantoimittajilla. Rakennusyhtiön on kannattavinta hankkia kaikki materiaalit yhdeltä toimittajalta, jolloin useamman projektin kattavalla hankintasopimuksella päästään halvimpaan materiaalikustannukseen. Materiaalikulut ovat noin 0,75–0,8 €/W ja koko projektin kustannuksista noin 65–70 %. Luvut perustuvat luottamuksellisiin tietoihin, eikä niitä esitetä tässä työssä tarkemmin.

Asennustöistä rakennusyhtiön omat rakennusmiehet voivat tehdä asennusjärjestelmän kokoamisen ja paneelien paikoilleen asentamisen. Paneelien katolle nostamiseksi tulee varata nosturi, mikäli sellaista ei työmaalla valmiiksi ole. Paneelien kytkeminen toisiinsa ei vaadi sähköasentajaa, jolloin se voidaan myös tehdä paneelien asennusten yhteydessä. Paneelien asennusten ollessa valmiita, työmaalle hankitaan sähköasentaja tekemään loput sähköiset kytkennät, kuten invertterin ja pääkeskuksen kytkennät.

Kytkeäntöjen jälkeen tehdään asennusten tarkastus ja testaus. Aistinvarainen tarkastus tehdään luvun 4.4 mukaisesti. Testauksista suoritetaan kategorian 1 testit:

- suojavaadoitusjohtimien ja/tai potentiaalintasausjohtimien jatkuvuuden testaus
- napaisuuden testaus
- paneeliketjun liitäntäkeskuksen testit
- paneeliketjun avoimen piirin jännitteen mittaus
- paneeliketjun virran mittaus
- toiminnalliset testit
- aurinkosähköpaneeliston eristysresistanssin mittaus.

Mikäli käyttöönottestausten perusteella aurinkosähköjärjestelmän asennusten todetaan olevan kunnossa, käyttöönottoon pyydetään lupaa paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä. Projektin päätteeksi asiakkaalle ja paikalliselle verkkoyhtiölle toimitetaan luvun 4.4 mukainen dokumentaatio aurinkosähköjärjestelmästä.

### 5.3 Case 2: 900 kW aurinkopuisto

Keskijänniteverkkoon kytkettävä 900 kW aurinkopuisto valittiin esimerkkitapaukseksi, sillä se on suurin mahdollinen aurinkosähköjärjestelmä, jonka ei tarvitse maksaa tuotannostaan sähköveroa. Tämän teholuokan voimalat asennetaan yleensä maahan, sillä järjestelmän vaatima pinta-ala on jo niin suuri. Tästä esimerkkitapauksesta saa hyvän kuvan, miten keskijänniteverkkoon kytkettävä ja maahan asennettava aurinkopuisto toteutetaan.

Esimerkkitaupauksen lähtökohtana on erään sähköaseman läheisyyteen rakennettava aurinkopuisto. Sähköasemaan tehdään laajennus, jossa sinne lisätään keskijännitekojeisto.

Rakennusyhtiön itse toimittamalle 900 kW aurinkopuistolle laskettiin hinnaksi 1000000–1200000 € (ALV 0%). Tehoon suhteutettuna tämä tarkoittaa 1,1–1,3 €/W. Yksityiskohtaisia laskelmia ei esitetä tässä työssä, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.

#### 5.3.1 Toimitussisältö

Maahan asennettavan 900 kW aurinkopuiston toimitussisältöön kuuluvat:

- suunnittelu
- maanrakennus
- kaapelointi
- sähköaseman laajennus
- asennustyöt,
- materiaalitoimitukset
- projektinjohto.

Suunnitteluun sisältyy järjestelmään liittyvä selvitystyö, suunnitelmat järjestelmän koosta, sijainnista, käytettävistä materiaaleista ja toteutuksesta sekä dokumentaatio. Maanrakennuksen sisältyy tarvittavan tiestön ja puiston pohjan rakennus. Kaapelointiin sisältyy keskijännitekaapelin asennus puiston ja sähköaseman välille. Sähköaseman laajennukseen sisältyy keskijännitekojeiston rakentaminen. Asennustöihin sisältyy paneelien asentaminen maahan ja sähköisten kytkentöjen tekeminen. Materiaalitoimituksiin sisältyvät aurinkopaneelit, invertterit ja muuntaja, asennusjärjestelmä, kaapelit sekä muu pienmateriaali. Projektinjohtoon sisältyy resurssien organisointi ja hallinta.

### 5.3.2 Kannattavuus

Verkkoon kytketyn noin 1000 kW järjestelmien kokonaistoimituksen hintataso vuonna 2016 oli noin 1,0–1,2 €/W. Hinta sisältää teknisen järjestelmän ja sen asennuksen, eli maanrakennus ei sisälly tähän [73]. Laskelmien perusteella rakennusyhtiö pystyy toimittamaan aurinkopuiston tällä hinnalla. Lisäksi rakennusyhtiö voi tarjota maanrakennustyöt, jota ei vielä ole huomioitu hinnassa. Myöskään maa-alueen hankinta ei ole huomioitu hinnassa.

Selvitetään projektin kannattavuus myös tilaajan näkökulmasta, jotta nähdään voisiko tulevaisuudessa aurinkopuistoilla olla markkinoita. Kannattavuutta voidaan käyttää myös markkinoinnin tukena. Taulukossa 14 on esitetty LCOE-hintalaskelma, jonka perusteella on määritetty järjestelmän takaisinmaksuaika. Aurinkosähköjärjestelmän hankintahintana on laskelmassa käytetty 1,2 €/W, joka nyt sisältää teknisen järjestelmän, sen asennuksen, maanrakennustyöt ja keskijänniteverkkoon liitynnän. Maa-alueen hankintaa ei ole huomioitu tässä hinnassa. Järjestelmän vuosituottona on laskelmassa käytetty 850 kWh/kW, käyttöikä 30 vuotta ja ylläpitokustannuksina 0,005 €/kWh.

**Taulukko 14.** 900 kW aurinkopuiston LCOE-hintalaskelma [73]

LCOE-hintalaskelma	Yksikkö
Aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta	1200 €/kW
Järjestelmän koko	900 kW
Järjestelmäinvestointi	1080000 €
Vuosituotto (Etelä-Suomi)	850 kWh/kW
Energiajärjestelmän pitoaika	30 a
Aurinkosähkövoimalan vuosituotanto	765000 kWh
Aurinkosähköjärjestelmän ylläpitokustannukset sis. invertterin vaihdon ja huoltotarkastukset	0,005 €/kWh
Aurinkosähkön LCOE-tuotantohinta	0,052 €/kWh
Investointituen osuus alkuinvestoinnista, %: TEM:n energiatuki aurinkosähköhankkeille 25% v. 2017	25 %
Investointituen arvo	270000,00 €
Tuettu LCOE-tuotantohinta	0,040 €/kWh
Tuotantohinta	40,29 €/MWh
Sähkön pörssihinta (2016 ka.)	32,45 €/MWh
Pörssihinta-tuotantohinta	-7,84 €/MWh

Aurinkopuistossa tuotetun sähkön hinnaksi laskettiin 40,29 €/MWh, kun keskimääräinen sähköstä saatu pörssihinta oli 32,45 €/MWh vuonna 2016. Investointi keskijänniteverkkoon kytkettävään aurinkopuistoon ei siis ole taloudellisesti kannattavaa. Kannattavuuden arviointia ei tässä tapauksessa jatketa muilla menetelmällä.



Aurinkopuiston kannattavuutta voidaan parantaa pienentämällä investointikustannuksia tai kannattavuus voi parantua siirtämällä investointia myöhäisemmäksi. Investointikustannuksia voidaan pienentää vähentämällä maanrakennuksen tarvetta, esimerkiksi rakentamalla tuulivoimaloiden nostokentille tai alueille, jotka soveltuvat sellaisenaan aurinkopuiston käyttöön. Siirtämällä investointia myöhäisemmäksi materiaalien hinnat pienenevät, paneelien käyttöikä kasvaa ja sähkön hinta nousee, jolloin kannattavuus kasvaa. Esimerkiksi jos ajatellaan sähkön hinnan olevan nyt laskennassa käytetty 32,45 €/MWh ja sähkön hinnan vuotuisen nousun 3 %, tulisi taulukossa 11 laskettu tämänhetkinen tuotantohinta olemaan pörssihintaa pienempi 9 vuoden päästä. Tällöin ei hanke olisi kuitenkaan vielä kannattava, sillä takaisinmaksuaika olisi moninkertaisesti yli järjestelmän pitoajan. Lisäksi kannattavuutta voidaan parantaa, mikäli aurinkopuistossa tuotettua sähköä ei syötettäisi keskijänniteverkkoon, vaan se pystytettäisiin kuluttamaan paikan päällä esimerkiksi isossa teollisuuslaitoksessa.

Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa tehdyn tutkimuksen mukaan vuonna 2030 maahan asennetun aurinkopuiston hinta on arvion mukaan 550 €/kW [11]. Tällöin sähkön hinta olisi vuotuisen 3 % hinnan nousun perusteella 49,08 €/MWh. Näillä oletuksilla laskettu esimerkkitapauksen mukaisen aurinkopuiston tuottaman sähkön hinta olisi 21,18 €/MWh, jolloin takaisinmaksu olisi vieläkin noin 23 vuotta. Edelleen aikaisemmin viitatus tutkimuksen mukaan vuonna 2050 aurinkopuiston hinta olisi arviolta 300 €/kW, tällöin tuotantohinta 13,82 €/MWh, sähkön pörssihinta 88,65 €/MWh ja näiden perusteella takaisinmaksuaika noin 10 vuotta. Esimerkkeihin sisältyi 25 % energiatuki. Pitkällä aikavälillä ennustettaessa on kuitenkin paljon epävarmuustekijöitä, jolloin ei voida sanoa varmasti arvioida, milloin aurinkosähkö voisi kilpailla markkinaehtoisesti sähköpörssissä.

Taloudellisen kannattavuuden lisäksi asiakkailta on myös muita syitä investoida aurinkosähköjärjestelmiin. Keskijänniteverkkoon kytketyt aurinkopuistot ovat kuitenkin voimalaitoksia, joiden pääasiallisena tavoitteena on tuottaa omistajilleen rahaa. Suomessa verkkoon kytketyistä aurinkopuistoista on tehty kannattavia tai nollatulosta tekeviä myymällä niillä tuotettua sähköä korkeampaan hintaan.

Kannattavuusanalyysin perusteella keskijänniteverkkoon kytketyn 900 kW järjestelmän rakennuttaminen ei ole kannattavaa, eikä se tule olemaan sitä lähitulevaisuudessakaan. Kannattavuutta voidaan kuitenkin parantaa tietyillä tässä luvussa esitetyillä ehdoilla. Suomessa on viime aikoina aloitettu rakentamaan useampia maahan asennettuja aurinkovoimaloita, joten tämä esimerkkitapaus aurinkopuistosta on kuitenkin ajankohtainen.

### 5.3.3 Suunnitelmat

Toimitussisällön mukaisesta aurinkopuistosta tehdään alustavat suunnitelmat. Suunnitelmia päivitetään toteutusvaiheen edetessä, mikäli sille nähdään tarvetta.

Suunnitelmissa oletetaan, että asiakas on hankkinut tai vuokrannut itselleen maa-alueen erään sähköaseman läheisyydestä sekä hankkinut tarvittavat luvat aurinkopuistolle. Tarvittaessa rakennusyhtiö voi auttaa asiakasta näissä asioissa. Aurinkopuisto suunnitellaan asiakkaan osoittamalle alueelle, lisäksi puiston ja sähköaseman välille suunnitellaan verkkoon liityntää varten keskijännitekaapeli. Puisto yhdistetään keskijänniteverkkoon keskijännitekojeiston kautta.

Aurinkopuiston tulisi sijaita sähköaseman läheisyydessä, sillä tapauskohtaisesti yli 10 - 15 km kaapelointi ei ole enää taloudellisesti kannattavaa. Muita kriteereitä ovat riittävä pinta-ala, auringon säteily, alueen saavutettavuus ja alustan rakennettavuus. Esimerkkitapauksen mukaiselle voimalalle pinta-alan tarve on noin 1,26 hehtaaria. Auringon säteilyssä on huomioon otettava sen määrä (mielellään yli 800 kWh/m<sup>2</sup>) ja mahdolliset varjostukset. Alueen saavutettavuuteen vaikuttaa se, onko kaapeliojitukselle esteitä, ja alustan rakennettavuuteen maaperän tasaisuus ja kantavuus. [77]

Aurinkopuistoon suunnitellaan asennettavaksi 3328 aurinkopaneelia. Käytettäväksi paneeliksi on valittu sama kuin edellisessä esimerkkitapauksessa, eli TSM-270 PD05, joka esitettiin kuvassa 30. Yhden paneelin huipputeho on 270 W, jolloin koko järjestelmän teho on 898,6 W.

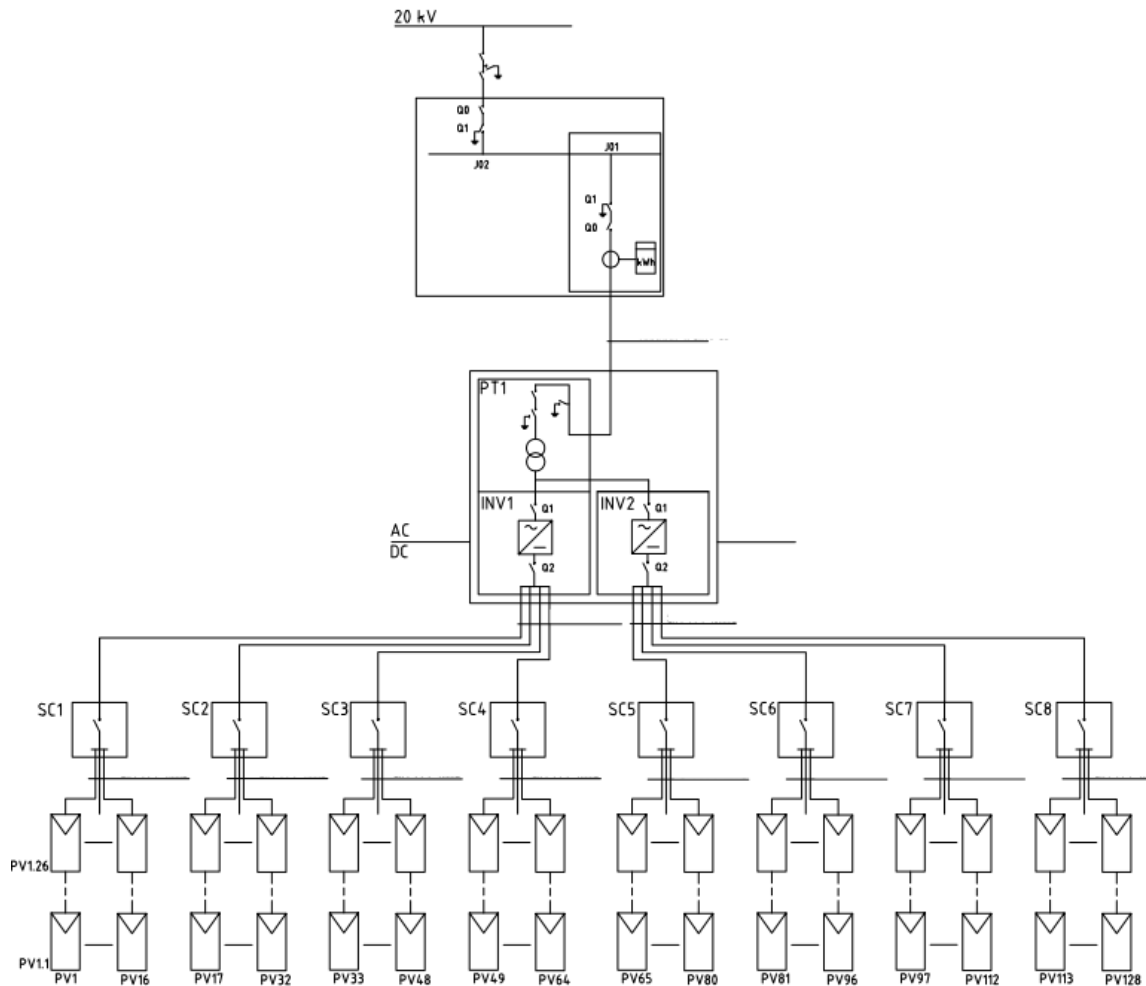
Käytettävä invertteri ja muuntaja on esitetty kuvassa 35. Ne on valmistajan toimesta yhdistetty yhdeksi asemaksi. Valintakriteereitä ei esitetä tässä työssä, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.



**Kuva 35.** ABB ULTRA-MVC keskusinvertteri muuntajalla [53]

Invertterin AC-puolen teho on 780 kW, joka on noin 13 % pienempi kuin aurinkopuiston kokonaisteho. Invertterin alimitoittaminen voi olla perusteltua ja säästää kustannuksia erityisesti isommissa projekteissa. Todellisuudessa invertterin mitoitus Suomen olosuhteissa tulisi tutkia vielä tarkemmin.

Kuvassa 36 on esitetty aurinkopuiston pääkaavio.



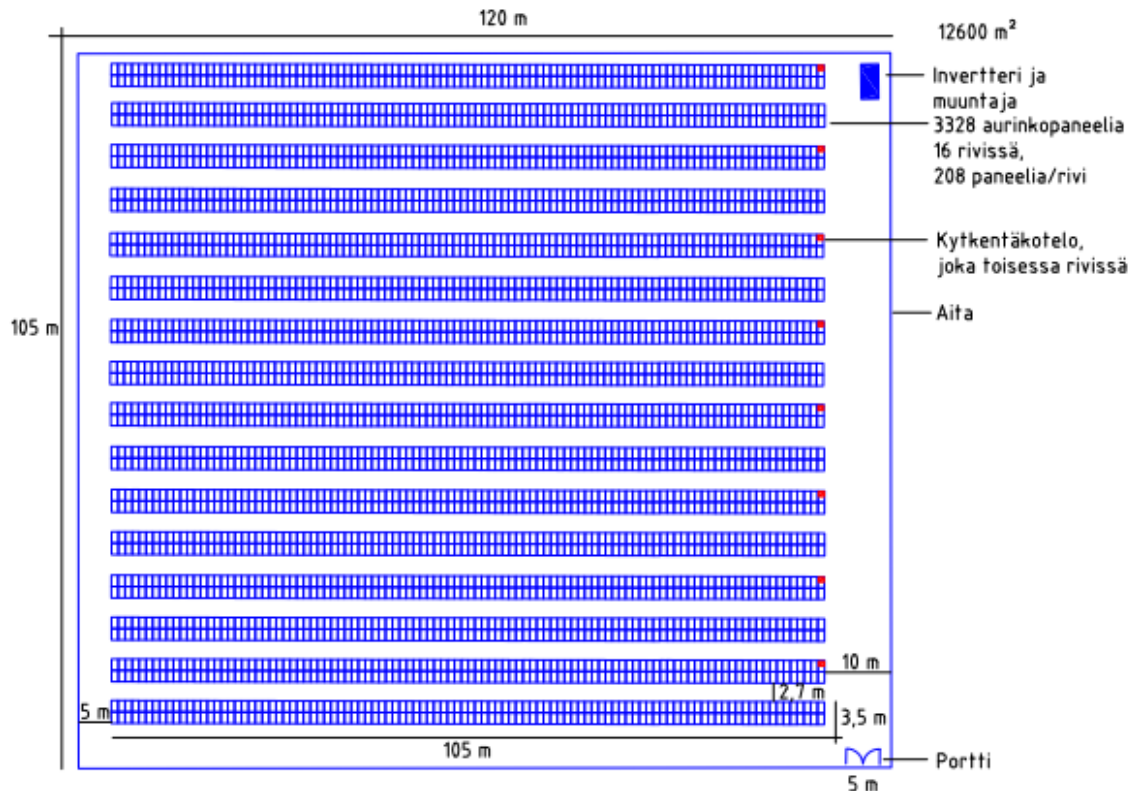
**Kuva 36.** 900 kW aurinkopuiston pääkaavio

Pääkaaviosta nähdään, että aurinkopaneelit on jaettu kahdeksaan paneelistoon, joissa kussakin on 16 paneeliriviä. Paneelirivit on yhdistetty paneelistoiksi kytkentäkoteloidella. Yhdessä paneelirivissä on 26 paneelia. Järjestelmään on suunniteltu yksi keskusinvertteri, joka sisältää kaksi invertterimoduulia, jotka ovat teholtaan 350 kW. Paneeliston jännite lasketaan sarjaan kytkettyjen paneelien perusteella ja virta rinnankytkettyjen paneelirivien perusteella. Tällöin yhden paneeliston jännite on  $26 \times 30,9 \text{ V} = 803,4 \text{ V}$ , virta  $16 \times 8,73 \text{ A} = 139,7 \text{ A}$  ja oikosulkuvirta  $16 \times 9,18 \text{ A} = 146,9 \text{ A}$ . Edelleen yhden invertterin kokema jännite on 803,4 V ja virta  $4 \times 139,7 \text{ A} = 558,8 \text{ A}$ . Nämä arvot täyttävät invertterien kuvassa 32 esitetyt vaatimukset.

Paneelistot on kytketty invertterin, 20 kV muuntajan ja keskijännitekojeiston kautta keskijänniteverkkoon. Paneelirivistä, kytkentäkotelosta ja keskusinvertteristä tehdään lisäksi johdotuskaaviot, joita ei esitetä tässä työssä.

Aurinkopuiston asettelu kohteeseen riippuu asiakkaan omistuksessa olevasta maa-alueesta. Oletetaan, että tässä esimerkkitapauksessa asiakas on vuokrannut itselleen maa-alueen, jonka pinta-ala on  $130 \times 130$  metriä. Maa-alue sijaitsee sinne vievän tien

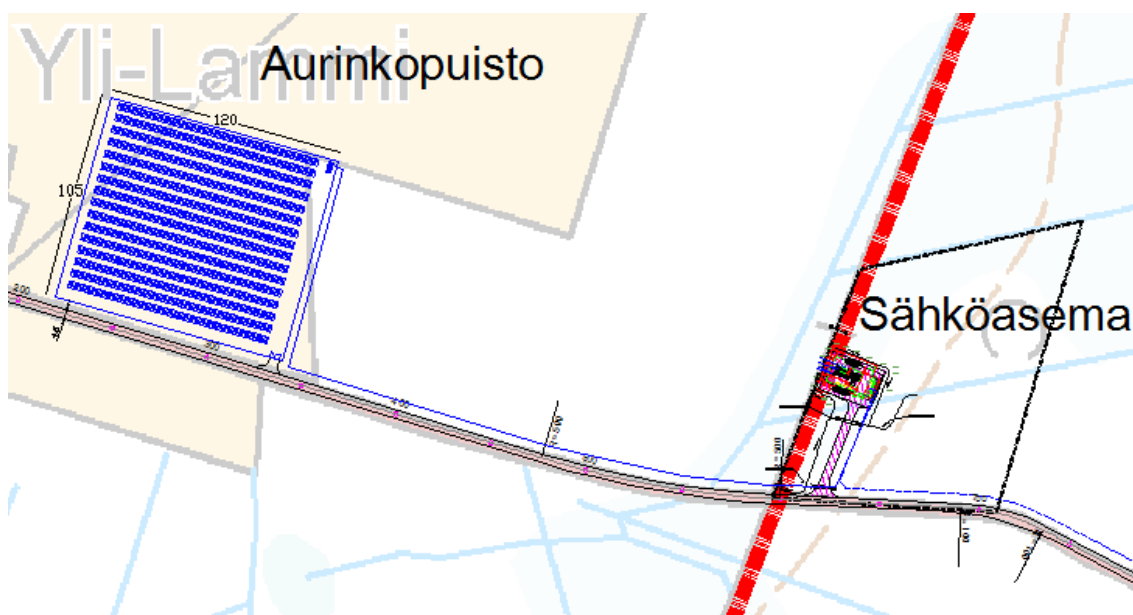
pohjoispuolella. Tähän tilaan suunniteltu aurinkopuiston pohjakuva on esitetty kuvassa 37.



**Kuva 37.** Aurinkopuiston pohjakuva

Pohjakuvasta nähdään, että tässä tapauksessa 900 kW aurinkopuisto vaatii 12600 m<sup>2</sup> (1,26 hehtaarin) kentän. Kentän kantavuus suunnitellaan sen perusteella, että siellä pysytään ajamaan kevyellä kuorma-autolla, mikä helpottaa paneelien asentamista. Aurinkopaneelit on jaettu 16 riviin, joissa kaikissa on 208 paneelia. Kaksi riviä muodostavat paneeliston, joka kytketään kytkentäkotelon kautta keskusinvertterille. Puistoa ympäröi aita, joka pitää ulkopuoliset henkilöt ja eläimet poissa aurinkopuistosta. Aita ja keskusinvertteri ovat sijoitettu siten, etteivät ne varjosta paneeleita ja puiston sisällä on tilaa liikkua kevyellä kuorma-autolla.

Aurinkopuiston sijoitus kohteessa on esitetty kuvassa 38.



**Kuva 38.** Aurinkopuiston sijoitus

Sijoituskuvasta nähdään aurinkopuiston sijainnin olevan jo olemassa olevan sähköaseman lähellä. Tarvittaessa lähellä olevan puuston harventamiseen hankintaan maanomistajalta lupa, mikäli niiden nähdään varjostavan puistoa. Kaapeloinnin pituus puistosta sähköasemalle on noin 500 metriä. Puisto on suunnattu tien mukaisesti, jolloin sen poikkeama etelästä on noin 16 astetta. Epäoptimaalisen suuntauksen tuotantoa pienentävä vaikutus on kuitenkin alle 1 % [15, 16].

Aurinkopuiston suojausasetteluiden laskentaa ja VJV-ehtojen todentamista rakennusyrhtiö ei kykene tekemään itsenäisesti, vaan ne tulee hankkia sähkösuunnitteluun erikoistuneelta toimistolta. Aurinkopuiston ollessa yli 100 kVA suojauksessa ei voida käyttää oletusasetuksia, jolloin suojausten toimintaa tulee simuloida tapauskohtaisesti. Yli 500 kVA tuotantolaitoksen taas tulee todentaa voimalaitosten tekniset järjestelmävaatimukset, jotka on tämän puiston osalta esitetty seuraavassa luvussa.

### 5.3.4 Toteutus

Aurinkopuiston toteutuksen aikataulu on esitetty pääpiirteittäin taulukossa 15. Aloittavaa kuukautta ei ole tarkemmin määritelty. Aikataulu on suunniteltu perustuen aikaisempiin toteutuneisiin aurinkosähköprojekteihin.

**Taulukko 15.** 900 kW aurinkopuiston aikataulu

Kuukausi	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Suunnittelu									
Materiaalitalaukset									
Maanrakennus									
Materiaalitoimitukset									
Asennustyöt									
Testaus									
Käyttöönotto									

Koko projektille on varattu 9 kuukautta aikaa. On hyvä huomioida, että projektinjohto ja suunnittelu eivät kuitenkaan vaadi 100 % työpanosta tältä ajalta.

Projektin toteuttaminen aloitetaan selvittämällä suunnitelmakriteerit ja tehdään tarvittavat suunnitelmat. Suunnitelmia on esitetty edellisessä luvussa. Suunnitelmien pohjalta tehdään materiaalitilaukset ja niiden toimituksille on varattu 2-3 kuukautta. Kohteessa tehdään ensin maanrakennustyöt. Tämän jälkeen jatketaan asennustöillä, joista ensin paneelien asennus ja sen jälkeen niiden sähköiset kytkennät. Lopuksi suoritetaan tarvittavat testaukset ja otetaan voimala käyttöön.

Materiaalitilaukset kilpailutetaan tavarantoimittajilla. Rakennusyhtiölle voi olla kannattavinta hankkia kaikki materiaalit yhdellä kilpailutuksella yhdeltä toimittajalta. Aurinkopaneelien, keskusinvertterin, keskijännitekojeiston ja –kaapelin hankintaa suoraan valmistajilta tulee arvioida. Materiaalikulut ovat noin 0,70–0,75 €/W ja koko projektin kustannuksista noin 60–65 %. Luvut perustuvat rakennusyhtiön ja tavarantoimittajan keskinäisiin sopimuksiin, eikä niitä esitetä tässä työssä tarkemmin, sillä ne sisältävät luottamuksellista tietoa.

Maanrakennustyöt, johon sisällytetään kaapelointi, kilpailutetaan maanrakennusurakoitsijoilla. Maanrakennustyöt aloitetaan kentän rakentamisella. Ensin tehdään pintamaan poisto, sitten maapohjan taseaus ja rakennekerrokset. Lopuksi suoritetaan kaapelointi, jonka aikana voidaan aloittaa asennustyöt kentällä.

Asennustöissä käytetään maanrakennusurakoitsijan rakennusmiehiä, jotka voivat tehdä asennusjärjestelmän kokoamisen, paneelien paikoilleen asentamisen ja niiden toisiinsa kytkemisen. Projektinjohtourakoitsijan tulee valvoa ja tarkistaa kytkennät. Paneelien asennusten ollessa valmiita, työmaalle hankitaan sähköurakoitsijalta sähköasentajia tekemään loput sähköiset kytkennät, kuten kytkentäkoteloiden, invertterin, kaapeloinnin ja keskijännitekojeiston kytkennät.

Kytkentöjen jälkeen tehdään asennusten tarkastus ja testaus. Aistinvarainen tarkastus tehdään luvun 4.4 mukaisesti. Testauksista suoritetaan kategorioiden 1 ja 2 testit:

- suojamaadoitusjohtimien ja/tai potentiaalintasausjohtimien jatkuvuuden testaus
- napaisuuden testaus,
- paneeliketjun liitäntäkeskuksen testit,
- paneeliketjun avoimenpiirin jännitteen mittaus,
- paneeliketjun virran mittaus,
- toiminnalliset testit,
- aurinkosähköpaneeliston eristysresistanssin mittaus,
- paneeliketjun virta-jännite-käyrän määrittäminen,
- paneeliston tutkiminen lämpökameralla.

Asiakkaan toiveesta voidaan tehdä vielä täydentäviä testejä, joita esitettiin luvussa 4.4. Mikäli käyttöönottestausten perusteella aurinkopuiston asennusten todetaan olevan kunnossa, käyttöönottoon pyydetään lupaa paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä. Keskijänniteverkkoon järjestetään jakeluverkkoyhtiön toimesta käyttökatkoa, jolloin aurinkopuisto kytketään osaksi verkkoa.

Lisäksi tuotantolaitoksen ollessa yli 500 kVA VJV-ehtojen täyttämiseksi tulee todentaa seuraavat asiat:

- tuotantolaitoksen käynnistyksen ja pysäyttämisen vaikutus hetkellisesti jännite-tasoon,
- suurimman tuotantotehon todentaminen,
- vaatimusten mukaisen loistehokapasiteetin todentaminen,
- kyky ylläpitää pitää loisteho vakiona esitettyjen vaatimusten mukaisesti,
- loisteho- ja mahdollisen vakiojännitesäädön toiminta ja toimintapisteen muutos ilman merkittäviä, äkillisiä muutoksia,
- sähkön laatu.

Vaatimusten todentaminen tulee olla hyväksytysti suoritettu viimeistään 12 kuukauden kuluttua käyttöönotosta [43].

Projektin päätteeksi asiakkaalle ja paikalliselle jakeluverkko yhtiölle toimitetaan luvun 4.4 mukainen dokumentaatio aurinkosähköjärjestelmästä. Myös edellä esitettyjen VJV-ehtojen todentamisesta tehty dokumentaatio toimitaan paikalliselle jakeluverkkoyhtiölle, joka dokumentaation hyväksyessään antaa siitä puoltavan lausunnon ja toimittaa edelleen siirtoverkkoyhtiö Fingridille.

## 6. YHTEENVETO

Tässä työssä tarkasteltiin aurinkosähkön kaupallistamista rakennusyhtiössä. Rakennusyhtiönä työssä on NCC Suomi Oy, jonka eri yksiköillä on kokemusta muun muassa uusiutuvasta energiasta tuulivoimarakentamisen kautta ja talonrakentamisesta useista eri hankkeista. Monialainen osaaminen nähtiin mahdollisuutena aurinkosähkön kaupallistamiseen. NCC:n strategian lähtökohtina ovat toimialansa uudistaminen ja ylivertaisten kestävän kehityksen mukaisten ratkaisujen tarjoaminen. Aurinkosähkö soveltuu tähän strategiaan erinomaisesti, sillä se on päästötöntä sekä skaalautuvaa energiantuotantoa ja Auringon säteily on käytännössä rajaton resurssi.

Työn tavoitteena oli esittää miten aurinkosähkö voitaisiin kaupallistaa rakennusyhtiössä. Tarkoituksena oli selvittää ja kuvata kuinka rakennusyhtiö voisi toteuttaa näitä hankkeita itsenäisesti ja kannattavasti. Lisäksi pohdittiin miten järjestelmiä kannattaisi markkinoida asiakkaille.

Työssä tehtiin ensin kirjallisuusselvitys, jossa selvitettiin aurinkosähköjärjestelmien vaatimukset ja edellytykset Suomessa sekä niiden toteutustavat. Selvityksen perusteella aurinkosähköllä on Suomessa hyvät edellytykset, sillä Auringon säteilyä on riittävästi, suomalaisten asenteet aurinkosähköä kohtaan ovat erityisen suotuisat ja aurinkovoimainvestoinneille myönnetään investointitukea. Alhainen sähkön hinta ja osittain siitä johtuva aurinkosähköinvestoinnin pitkä takaisinmaksuaika kuitenkin vielä hidastavat aurinkosähkömarkkinoiden kasvua Suomessa. Tällä hetkellä kannattavin toteutustapa on rakennuksen aurinkosähköjärjestelmä, jonka tuotanto pystytään kuluttamaan kokonaan itse joka hetkellä. Suurin hyöty aurinkosähköstä saadaan kun se korvaa verkosta ostettavaa sähköä.

Aurinkosähkön kaupallistamista ja rakentamista rakennusyhtiössä tutkittiin markkina-analyysin ja kahden esimerkkitapauksen perusteella. Markkina-analyysin mukaan rakennusyhtiöllä on hyvät edellytykset aurinkosähkön kaupallistamiseen ja järjestelmien asentamiseen erityisesti omissa rakennushankkeissa. Markkinoiden arvioitiin olevan 70–120 miljoona euroa vuonna 2027, joista NCC:n osuus 5-7 %, kun se rakentaa järjestelmiä omiin jo toteutuneisiin tai rakenteilla oleviin talonrakennusprojekteihin ja on mukana rakentamassa myös aurinkopuistoja. Markkinaosuuden kasvattaminen voi olla haastavaa, sillä tällöin pitäisi pystyä toimimaan myös muiden rakennusyhtiöiden hankkeissa ja erilaisten uusiutuvan energian rakennuttajien kanssa. Ensimmäisessä esimerkkitapauksessa suunniteltiin 100 kW aurinkosähköjärjestelmä uudisrakennuksen katolle. Järjestelmän kooksi valittiin 100 kW, sillä se on suuruusluokaltaan sellainen järjestelmä, joita keskimäärin asennetaan esimerkiksi toimistorakennuksiin. Lisäksi enintään



100 kW järjestelmän suunnitteluvaatimukset ovat suurempia järjestelmiä vähäisemmät. Toisessa esimerkissä suunniteltiin maahan asennettava ja keskijänniteverkkoon kytkettävä 900 kW aurinkopuisto. Esimerkissä haluttiin selventää maahan asennetun ja verkkoon syöttävän aurinkosähköjärjestelmän toteutusta. Järjestelmän kooksi valittiin 900 kW, sillä enintään 900 kW aurinkosähköjärjestelmän ei tarvitse maksaa tuotannostaan sähköveroa. Suomessa tähän mennessä suurin rakennettu aurinkopuisto on teholtaan 853 kW, jolloin tämä esimerkkitapaus kuvasti hyvin Suomen mittakoon aurinkopuistojen rakentamista.

Työn tuloksena esitettiin 100 kW ja 900 kW aurinkosähköjärjestelmien suunnitelmat ja laskelmat. Todettiin, että rakennusyhtiö pystyy rakentamaan esimerkkitapausten mukaiset järjestelmät itsenäisesti markkinoiden määräämän hintatason mukaisesti. Hankintahinnat olivat tällöin rakennuksen 100 kW järjestelmälle 100000–120000 € (1,0–1,2 €/W) ja 900 kW aurinkopuistolle 100000–1200000 € (1,1–1,3 €/W). Hankkeiden käynnistyminen riippuu kuitenkin tilaajasta, jolloin työssä tarkasteltiin myös järjestelmien kannattavuutta ja kiinnostavuutta investointina. Esimerkkitapausten kannattavuusanalyysien tuloksia on koottu taulukossa 16.

**Taulukko 16.** Yhteenveto esimerkkitapausten kannattavuudesta

	100 kW järjestelmä	900 kW aurinkopuisto	Yksikkö
Hankintahinta	1100	1200	€/kWp
Tuettu LCOE-tuotantohinta	0,037	0,040	€/kWh
Sähkön hinta, yritysasiakkaat	0,08		€/kWh
Sähkön hinta, pörssi		0,032	€/kWh
Takaisinmaksuaika	16,2	Ei kannattava	a
Nettonykyarvo	29730,2	-	€
Sisäinen korkokanta	6,94	-	%

Rakennuksen 100 kW aurinkosähköjärjestelmä on kannattava, sen takaisinmaksuaika on noin 16 vuotta, nettonykyarvo noin 30 000 € ja sisäinen korkokanta 6,94 %. Verkkoon kytketty 900 kW aurinkopuisto taas ei ole kannattava, sillä tuotetun sähkön hinta on suurempi kuin siitä saatava hinta. Verkkoon kytketty järjestelmä saa tuotannostaan sähkön pörssihinnan ja laskelmien perusteella se ei tee siitä kannattavaa energiantuotantomuotoa vielä lähitulevaisuudessakaan. Suomen olosuhteissa rakennusyhtiön tulisi siis keskittyä rakennuksiin asennettaviin aurinkosähköjärjestelmiin.

Aurinkosähkön kaupallistamisen kannalta sen markkinoinnissa tulisi taloudellisen kannattavuuden lisäksi keskittyä positiivisen imagon luomiseen, sähkön hinnan turvaamiseen, energiatehokkuuden ja omavaraisuuden parantamiseen, hiilijalanjäljen pienentämiseen ja rakennuksen markkina-arvon kasvattamiseen investoimalla aurinkosähköön. Edellä mainitut argumentit vaikuttavat välillisesti myös järjestelmän taloudelliseen kannattavuuteen, mutta niiden vaikutuksia on vaikea arvioida.

## LÄHTEET

- [1] Lewis N. & Nocera D., Powering the planet: Chemical challenges in solar energy utilization, PNAS, 2006, 7 s.
- [2] Solar Power Europe, Sustainability of photovoltaic systems, Solar Power Europe, 2016, 2 s.
- [3] Fraunhofer ISE, Photovoltaics report 2016, Fraunhofer ISE, 2016, 43 s,
- [4] International Renewable Energy Agency, Renewable capacity statistics 2016, International Renewable Energy Agency, 2016, 44 s.
- [5] Energiavirasto, Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2015, Energiavirasto, 2015, 30 s.
- [6] FinSolar, Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa, Aalto-yliopisto, 2016, 116 s.
- [7] Tilastokeskus, Sähkön ja lämmön tuotanto 2015, Tilastokeskus, 2015, 12 s.
- [8] Energiateollisuus ry, Energiavuosi 2016, Energiateollisuus ry, 2016, 33 s.
- [9] Työ- ja elinkeinoministeriö, Kansallinen energia- ja ilmastostrategia vuoteen 2030, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2016, 64 s.
- [10] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energia- ja ilmastotiekartta 2050, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014, 75 s.
- [11] Child M. & Breyer C., Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised finnish energy system, Lappeenranta University of Technology, 2015, 42 s.
- [12] Pöyry Oyj, EU:n valtiontuen suuntaviivat täyttävät uusiutuvan sähköntuotannon tukivaihtoehdot Suomessa, Suomen tuulivoimayhdistys ry, 2015, 34 s.
- [13] Energiateollisuus ry, Suomalaisten energia-asenteet 2016, Energiateollisuus ry, 2016, 28 s.
- [14] Ilmatieteenlaitos, Rakennusten energialaskennan testivuosi 2012, Ilmatieteen laitos, 2011, 110 s.
- [15] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A., Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries, Solar Energy, 2007, 11 s.

- [16] Huld T., Müller R., Gambardella A., A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa, *Solar Energy*, 2012, 13 s.
- [17] Paavola M., Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella, Tampereen teknillinen yliopisto, 2013, 94 s.
- [18] Tahkokorpi M., Aurinkojärjestelmien hintayhteenveto, Utuapu Oy, 2015, 5 s.
- [19] International Energy Agency, Trends 2016 in photovoltaic applications, International Energy Agency, 2016, 67 s.
- [20] International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Cost Analysis: Solar Photovoltaics, International Renewable Energy Agency, 2012, 41 s.
- [21] Eurostat, Electricity and gas retail tables H1 2016, European Commission, 2016, 1 s.
- [22] Lorenz P., Pinner D., Seitz T., The economics of solar power, McKinsey&Company, 2008, 10 s.
- [23] Motiva, Ylijäämäsiähkön myynti, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman\\_kaytto/yliaamasahkon\\_myynti](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/yliaamasahkon_myynti)
- [24] Cleen Oy, Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat, Smart grids and energy markets, 2014, 29 s.
- [25] Sähkömarkkinalaki, 588/2013, 2013
- [26] Laki siähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta, 30.12.1996/1260, 1996
- [27] Maankäyttö- ja rakennuslaki, 10.9.1999/895, 1999
- [28] Motiva, Aurinkoenergia, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): <https://www.motiva.fi/aurinkosahko>
- [29] Sähköturvallisuuslaki, 16.12.2016/1135, 2016
- [30] Valtioneuvoston asetus sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta, 217/2016, 2016
- [31] Ympäristöministeriön asetus rakennuksen energiatodistuksesta, 176/2013, 2013
- [32] Ympäristöministeriö, Rakennusten energiatehokkuus, Ympäristöministeriö, 2011, 35 s.

- [33] Valtioneuvoston asetus energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista, 27.12.2012/1063, 2017
- [34] SFS ry, SFS-6000 Pienjännitesähköasennukset, SESKO ry, 2012, 63 s.
- [35] SFS ry, SFS-6002 Sähkötyöturvallisuus, SESKO ry, 2015, 69 s.
- [36] SFS ry, SFS-EN 50438 Tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille, SESKO ry, 2015, 140 s.
- [37] SFS ry, SFS-EN 61439-1 Pienjännitekeskukset, SESKO ry, 2013, 255 s.
- [38] SFS ry, SFS-EN 50160 Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet, SESKO ry, 2010, 63 s.
- [39] SFS ry, SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät. Vaatimukset dokumentaatiolle, kunnossapidolle ja testaamiselle, SESKO ry, 2016, 86 s.
- [40] Energiateollisuus ry, Sähköntuotannon liittymisehdot TLE2014, Energiateollisuus ry, 2014, 6 s.
- [41] Energiateollisuus ry, Verkkopalveluehdot VPE2014, Energiateollisuus ry, 2014, 19 s.
- [42] Energiateollisuus ry, Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon, Energiateollisuus ry, 2016, 4 s.
- [43] Fingrid Oyj, Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013, Fingrid Oyj, 2013, 78 s.
- [44] Työ- ja elinkeinoministeriö, RPA-tuki, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2016, 3 s.
- [45] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiatuki, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): <http://tem.fi/energiatuki>
- [46] Häberlin H., Photovoltaics system design and practice, Wiley, 2012, 732 s.
- [47] McEvoy A., Markvart T., Castaner L., Practical handbook of Photovoltaics, Academic Press, 2012, 1268 s.
- [48] Solar Power Europe, Global market outlook, Solar Power Europe, 2016, 38 s.
- [49] Naps Solar Systems Oy, Saana TP3 MBW datalehti, Naps Solar Systems Oy, 2014, 2 s.
- [50] Fraas L., Partain L., Solar Cells and Their Applications 2, Wiley, 2010, 648 s.

- [51] International Electrotechnical Commission, IEC-61215 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, International Electrotechnical Commission, 2016, 37 s.
- [52] International Finance Corporation, Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants, International Finance Corporation, 2015, 181 s.
- [53] ABB Oy, Solar Inverters Brochure, ABB Oy, 2016, 112 s.
- [54] ABB Oy, PVI STRINGCOMB datalehti, ABB Oy, 2015, 4 s.
- [55] ABB Oy, Developing a smarter grid using Energy Storage, ABB Oy, 2012, 37 s.
- [56] Ecofys ,Energy Storage Opportunities and Challenges, EDF Renewable Energy, 2014, 50 s.
- [57] Ardani K., Davidson C., Margolis R., Nobler E., A State-Level Comparison of Processes and Timelines for Distributed Photovoltaic Interconnection in the United States, National Renewable Energy Laboratory, 2015, 32 s.
- [58] GreenEnergy Finland Oy, Suomen suurin aurinkovoimala, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): <http://www.aurinkovoimala.net/suomensuurin/>
- [59] Wilen H., Toimistokiinteistön sähköenergian sähkömittaustiedon analysointi ja hyödyntäminen, Tampereen teknillinen yliopisto, 2011, 68 s.
- [60] Matti Suomalainen, Aurinkosähköjärjestelmä rakentaminen, ABB Oy, 2012, 10 s.
- [61] Wikipedia, Luettelo Suomen suurimmista aurinkovoimaloista, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): [https://fi.wikipedia.org/wiki/Luettelo\\_Suomen\\_suurimmista\\_aurinkovoimaloista](https://fi.wikipedia.org/wiki/Luettelo_Suomen_suurimmista_aurinkovoimaloista)
- [62] Hopergy, Roof mounting system installation manual, Hopergy, 2016, 24 s.
- [63] Käpylehto J., Aurinkosähköä kerrostaloon opas, DODO ry, 2015, 18 s.
- [64] One1, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): <http://www.one1.fi>
- [65] Hopergy, Pole Mount Brochure, Hopergy, 2016, 2 s.
- [66] Hopergy, GM1 Brochure, Hopergy, 2016, 1 s.
- [67] Spertino F., Corona F., Monitoring and checking of performance in photovoltaic plants, Renewable Energy, 2013, 10 s.

- [68] Solar Power Europe, O&M Best practice guidelines, Solar Power Europe, 2016, 55 s.
- [69] Sähkötieto ry, Aurinkosähköä hyödyntävät laitteet ja niiden liittäminen sähkönjakeluun, Sähkötieto ry, 2009, 5 s.
- [70] Energiavirasto, Sähköverkkoon liitetty pientuotanto, Energiavirasto, 2015, 8 s.
- [71] Suomen tietotoimisto, Ilmarisen kiinteistöissä energiaa säästy yli tavoitteen, 2017, verkkouutinen. Saatavissa (viitattu 17.4.2017):  
<https://www.sttinfo.fi/tiedote/ilmarisen-kiinteistoissa-saastyi-energiaa-yli-tavoitteen?publisherId=20853347&releaseId=56753422>
- [72] KSS Energia Oy, Suomen suurin maa-asenteinen aurinkovoimala avattiin torstaina 18.8 Haminaan, verkkouutinen. Saatavissa (viitattu 17.4.2017):  
<https://kssenergia.fi/ajankohtaista?id=251>
- [73] FinSolar, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.4.2017): <http://www.finsolar.net/>
- [74] Vierros T., Opetusmoniste Tuotantotalouden peruskurssi, Investointilaskelmat, Aalto-yliopisto, 2009, 4 s.
- [75] Trina Solar, TSM-270 PD05, Trina Solar, 2016, 2 s.
- [76] Van Der Walk, ValkPro+ manual, Van Der Walk, 2016, 16 s.
- [77] Pöyry Oyj, Esiselvitys aurinkoenergian tuotantoalueista, Satakuntaliitto, 2016, 59 s.

## LIITE A: 100 KW AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN NET- TONYKYARVOLASKELMAT

Sähkön hinnan nousu 1 %/a, sisäinen korkokanta 5 % ja tuotannon vähenemä 0,5 %/a.

Vuosi	Diskonttauskerroin	Kassavirta	Nykyarvo	Kumulatiivinen
0	1	-110000	-110000	-110000
1	0,952	6800,0	6476,2	-103523,8
2	0,907	6833,7	6198,3	-97325,5
3	0,864	6867,5	5932,4	-91393,1
4	0,823	6901,5	5677,9	-85715,2
5	0,784	6935,6	5434,3	-80281,0
6	0,746	6970,0	5201,1	-75079,9
7	0,711	7004,5	4978,0	-70101,9
8	0,677	7039,1	4764,4	-65337,5
9	0,645	7074,0	4560,0	-60777,6
10	0,614	7109,0	4364,3	-56413,3
11	0,585	7144,2	4177,1	-52236,2
12	0,557	7179,6	3997,8	-48238,4
13	0,530	7215,1	3826,3	-44412,0
14	0,505	7250,8	3662,2	-40749,9
15	0,481	7286,7	3505,0	-37244,8
16	0,458	7322,8	3354,6	-33890,2
17	0,436	7359,0	3210,7	-30679,5
18	0,416	7395,5	3073,0	-27606,5
19	0,396	7432,1	2941,1	-24665,4
20	0,377	7468,8	2814,9	-21850,5
21	0,359	7505,8	2694,2	-19156,3
22	0,342	7543,0	2578,6	-16577,8
23	0,326	7580,3	2467,9	-14109,8
24	0,310	7617,8	2362,0	-11747,8
25	0,295	7655,5	2260,7	-9487,1
26	0,281	7693,4	2163,7	-7323,4
27	0,268	7731,5	2070,9	-5252,5
28	0,255	7769,8	1982,0	-3270,5
29	0,243	7808,2	1897,0	-1373,5
30	0,231	7846,9	1815,6	442,1
Yhteensä			442,1	

Sähkön hinnan nousu 5 %/a, sisäinen korkokanta 5 % ja tuotannon vähenemä 0,5 %/a.

Vuosi	Diskonttauskerroin	Kassavirta	Nykyarvo	Kumulatiivinen
0	1	-110000	-110000	-110000
1	0,952	6800,0	6476,2	-103523,8
2	0,907	7104,3	6443,8	-97080,0
3	0,864	7422,2	6411,6	-90668,4
4	0,823	7754,4	6379,5	-84288,9
5	0,784	8101,4	6347,6	-77941,2
6	0,746	8463,9	6315,9	-71625,3
7	0,711	8842,7	6284,3	-65341,0
8	0,677	9238,4	6252,9	-59088,1
9	0,645	9651,8	6221,6	-52866,5
10	0,614	10083,7	6190,5	-46676,0
11	0,585	10535,0	6159,6	-40516,4
12	0,557	11006,4	6128,8	-34387,6
13	0,530	11498,9	6098,1	-28289,5
14	0,505	12013,5	6067,6	-22221,9
15	0,481	12551,1	6037,3	-16184,6
16	0,458	13112,8	6007,1	-10177,5
17	0,436	13699,6	5977,1	-4200,4
18	0,416	14312,6	5947,2	1746,8
19	0,396	14953,1	5917,5	7664,3
20	0,377	15622,3	5887,9	13552,1
21	0,359	16321,4	5858,4	19410,6
22	0,342	17051,7	5829,1	25239,7
23	0,326	17814,8	5800,0	31039,7
24	0,310	18612,0	5771,0	36810,7
25	0,295	19444,9	5742,1	42552,8
26	0,281	20315,1	5713,4	48266,3
27	0,268	21224,2	5684,9	53951,1
28	0,255	22174,0	5656,4	59607,5
29	0,243	23166,2	5628,2	65235,7
30	0,231	24202,9	5600,0	70835,7
Yhteensä			70835,7	